

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

GRACITA BATISTA ROSAS

METODOLOGIA EXPEDITA PARA ACESSAR OS EFEITOS DA GERAÇÃO  
INTERMITENTE DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

CURITIBA

2019

GRACITA BATISTA ROSAS

METODOLOGIA EXPEDITA PARA ACESSAR OS EFEITOS DA GERAÇÃO  
INTERMITENTE DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA

Tese aprovada como requisito para a obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica pelo Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná.

Orientadora: Profa. Dra. Elizete Maria Lourenço  
Coorientador: Prof. Dr. Djalma Mosqueira Falcão

CURITIBA  
2019

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR  
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

---

- R789m Rosas, Gracita Batista  
Metodologia expedita para acessar os efeitos da geração intermitente de energia elétrica em sistemas de potência [recurso eletrônico] / Gracita Batista Rosas – Curitiba, 2019.
- Tese - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica.  
Orientadora: Profa. Dra. Elizete Maria Lourenço  
Coorientador: Prof. Dr. Djalma Mosqueira Falcão
1. Disjuntores elétricos. 2. Energia eólica. 3. Energia solar. 4. Redes elétricas (Modelagem). I. Universidade Federal do Paraná. II. Lourenço, Elizete Maria. III. Falcão, Djalma Mosqueira. IV. Título.

CDD: 621.312136



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
SETOR DE TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ  
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA  
ELÉTRICA - 40001018043P4

## TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da tese de Doutorado de GRACITA BATISTA ROSAS intitulada: **METODOLOGIA EXPEDITA PARA ACESSAR OS EFEITOS DA GERAÇÃO INTERMITENTE DE ENERGIA ELÉTRICA EM SISTEMAS DE POTÊNCIA**, que após terem inquirido a aluna e realizada a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua **APROVAÇÃO** no rito de defesa.

A outorga do título de doutor está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

CURITIBA, 09 de Dezembro de 2019.

LAILA MOSQUEIRA FALCÃO

Presidente da Banca Examinadora (UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO)

KATIA CAMPOS DE ALMEIDA

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA)

CLEDOMIRO UNSUHAY-JR./LA

Avaliador Interno (UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ)

WLADIMIR UTURBEY DA COSTA

Avaliador Externo (UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS)



## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a professora Elizete e o professor Djalma pela orientação e apoio prestados na elaboração deste trabalho de pesquisa. Com apreço, reconheço o crescimento profissional e pessoal por mim alcançado através desta orientação.

Aos meus pais, às minhas irmãs, às minhas sobrinhas, ao meu namorado e aos meus amigos, meu sincero agradecimento pelo incentivo em buscar esta conquista.

Aos membros das bancas de qualificação e defesa final, agradeço por todas as contribuições que aprimoraram este trabalho.

À professora Thelma, agradeço o apoio prestado nesta pesquisa.

À Companhia Paranaense de Energia, agradeço por todo o suporte prestado, incluindo a disponibilização da base de dados para composição dos sistemas teste.

À Companhia Hidro Elétrica do São Francisco, agradeço o envio dos diagramas unifilares das subestações.

Em especial, agradeço a Deus pela oportunidade de realizar este trabalho.

## RESUMO

A principal contribuição deste trabalho de pesquisa é oferecer aos analistas de sistemas de potência uma ferramenta que permite avaliar de modo rápido, o comportamento horário das grandezas elétricas desses sistemas, em função da variação das fontes de energias eólica e solar. Não é uma ferramenta que envolve precisão de dados, mas uma ferramenta que fornece respostas rápidas e suficientes à tomada de decisões por esses analistas. A ferramenta proposta é original e adequada principalmente para análise das correntes através de disjuntores, tema que tem atraído a atenção de analistas de várias partes do mundo, devido à necessidade de expansões e mudanças de topologia nos sistemas de energia. As variações nas potências injetadas por essas fontes de energia podem aumentar o valor das correntes através dos disjuntores, resultando em um alerta aos analistas sobre a necessidade de substituição por equipamentos com maior valor nominal de corrente. A avaliação do impacto da variação das fontes de energias eólica e solar não apenas nas correntes através dos disjuntores, mas também na energia de reserva e nas magnitudes das tensões nodais é alcançada através da solução de um fluxo de potência ótimo determinístico estendido com fuzzy (FPO-DEF), composto por dois estágios. O primeiro estágio, envolve a solução de um fluxo de potência ótimo determinístico estendido (FPO-DE) e fornece as variáveis determinísticas das grandezas elétricas de sistemas de energia. Para esta etapa, enfatiza-se que a formulação do FPO-DE contempla uma modelagem original no nível da subestação, o que permite a avaliação direta das correntes através dos disjuntores. Além disso, esta formulação contempla os valores médios horários das potências ativas das fontes de energias eólica e solar nas equações de balanço de potência ativa. A solução do primeiro estágio exige o tradicional elevado tempo computacional de soluções envolvendo FPOs. No segundo estágio, as incertezas das grandezas elétricas de sistemas de potência são obtidas considerando uma análise horária. Essas incertezas são determinadas pela soma das variáveis determinísticas (primeiro estágio) com variáveis fuzzy. As variáveis fuzzy são obtidas quando os valores máximos e mínimos das fontes de energias eólica e solar são aplicados à solução FPO-DE, por meio de uma análise de sensibilidade qualitativa. O segundo estágio apresenta menor tempo computacional quando comparado ao primeiro estágio. Com a ferramenta proposta, os analistas de sistemas de potência podem executar o FPO-DE uma vez, o que demanda maior tempo computacional e trabalhar com mais frequência com o segundo estágio, que exige menor tempo computacional. O segundo estágio fornece respostas rápidas e autênticas para uma análise geral das grandezas elétricas do sistema, em função da variação das fontes de energias eólica e solar.

Palavras-chave: disjuntor, modelagem da rede elétrica, fluxo de potência ótimo, energias eólica e solar.

## ABSTRACT

The main contribution of this research work is to offer power systems analysts a tool that allows the rapid assessment of the hourly behavior of the electrical quantities of these systems as a function of the variation of wind and solar energy sources. It is not a tool that involves data accuracy, but rather a tool that provides enough and rapid responses to decision making by those analysts. The proposed tool is original and suitable mainly for analysis of currents through circuit breakers, a theme that has attracted the attention of analysts from various parts of the world, due to the need for expansions and topology changes in power systems. The variations in the power injected by these energy sources can increase the value of the currents through the circuit breakers, resulting in an alert to the analysts about the need for replacement with equipment with higher nominal current value. The assessment of the impact of the variation of the wind and solar energy sources not only on the currents through the circuit breakers, but also on the reserve energy and the nodal voltage magnitudes is reached through the solution of fuzzy extended deterministic optimal power flow (FED-OPF), composed by two stages. In the first stage, the extended deterministic optimal power flow (ED-OPF) solution provides the deterministic variables of the power system electrical quantities. For this stage, it is emphasized that the formulation of ED-OPF contemplates an original modeling at the substation level, which enables the direct assessment of the currents through the circuit breakers. In addition, this formulation contemplates the hourly average values of the active powers of wind and solar energy sources in the active power balance equations. The first stage solution demands the traditional expensive computational time of solutions involving OPFs. In the second stage, the uncertainties of the power system electrical quantities are obtained considering an hourly based analysis. These uncertainties are determined by the sum of determinist variables (first stage) with fuzzy variables. The fuzzy variables are obtained when the maximum and minimum values of these energy sources are applied to the ED-OPF solution, through a qualitative sensitivity analysis. The second stage presents lower computational time when compared to the first stage. With the proposed tool, power system analysts can run ED-OPF once, which demands longer computational time and work more frequently with the second stage, which demands lower computational time. The second stage provides rapid and authentic responses for a general analysis of the electrical quantities of the system as a function of the variation of wind and solar energy sources.

Keywords: Circuit breaker, network modeling, optimal power flow, wind and solar energies

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

FIGURA 2.1 – EVOLUÇÃO DO PIB E DO COMÉRCIO NO MUNDO .....	61
FIGURA 2.2 – EVOLUÇÃO DO PIB E PIB PER CAPITA NACIONAL .....	62
FIGURA 2.3 – CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR SETOR .....	63
FIGURA 2.4 – CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR FONTE .....	63
FIGURA 2.5 – CAPACIDADE INSTALADA NO SIN EM DEZEMBRO DE 2018 .....	70
FIGURA 2.6 – CAPACIDADE INSTALADA NO SIN EM DEZEMBRO DE 2027 .....	71
FIGURA 2.7 – CAPACIDADE INSTALADA EM 2019 E 2029 (GW).....	72
FIGURA 2.8 – FLUXOGRAMA PARA ANÁLISE DE SUPERAÇÃO DE DISJUNTORES POR CORRENTE DE CARGA .....	73
FIGURA 2.9 – PROCEDIMENTOS PARA AVALIAÇÃO DA SUPERAÇÃO DE DISJUNTORES.....	74
FIGURA 3.1 – (A) MODELAGEM BARRA - RAMO E (B) MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO .....	77
FIGURA 3.2 – FDP E MODELO TRIANGULAR FUZZY PARA FONTES DE ENERGIA EÓLICA .....	83
FIGURA 4.1 – SISTEMA TESTE REAL DE 139 BARRAS – REGIÃO NORDESTE BRASILEIRA.....	89
FIGURA 4.2 – PERFIL HORÁRIO DA CARGA DA REGIÃO NORDESTE (JUL/16- JUN/17).....	91
FIGURA 4.3 – PARQUE EÓLICO RENASCENÇA V .....	92
FIGURA 4.4 – PARQUE EÓLICO MACACOS .....	92
FIGURA 4.5 – PARQUE EÓLICO MORRO DOS VENTOS II.....	93
FIGURA 4.6 – PARQUE EÓLICO BRISA POTIGUAR.....	93
FIGURA 4.7 – PARQUE EÓLICO RENASCENÇA.....	94
FIGURA 4.8 – PARQUE EÓLICO OLHO D'ÁGUA.....	94
FIGURA 4.9 – PARQUE EÓLICO ASA BRANCA .....	95
FIGURA 4.10 – PARQUE EÓLICO BAIXA DO FEIJÃO .....	95
FIGURA 4.11 – PARQUE EÓLICO BLOCO SUL .....	96
FIGURA 4.12 – PARQUE EÓLICO CABEÇO PRETO II .....	96
FIGURA 4.13 – PARQUE EÓLICO CAMPO DOS VENTOS.....	97
FIGURA 4.14 – PARQUE EÓLICO RIACHÃO .....	97
FIGURA 4.15 – PARQUE EÓLICO UNIÃO DOS VENTOS .....	98



FIGURA 4.16 – PARQUE EÓLICO MODELO.....	98
FIGURA 4.17 – PARQUE EÓLICO MORRO DOS VENTOS .....	99
FIGURA 4.18 – PARQUE EÓLICO SANTA CLARA.....	99
FIGURA 4.19 – PARQUE EÓLICO CARNAÚBAS .....	100
FIGURA 4.20 – PARQUE EÓLICO PEDRA BRANCA.....	100
FIGURA 4.21 – PARQUE EÓLICO RIO DO FOGO .....	101
FIGURA 4.22 – GERAÇÃO MENSAL DE ENERGIA POR FONTES EÓLICAS - SISTEMA TESTE I.....	101
FIGURA 4.23 – GERAÇÃO FONTE EÓLICA - SISTEMA TESTE I – ESTAÇÕES DO ANO.....	102
FIGURA 4.24 – GERAÇÃO MÉDIA POR PARQUE EÓLICO – JULHO/16 A JUNHO/17.....	102
FIGURA 4.25 – SUBESTAÇÃO 230 KV JOÃO CÂMARA II – MODELAGEM NSE .....	103
FIGURA 4.26 – SUBESTAÇÃO 138 KV JOÃO CÂMARA III (BARRA 1) – MODELAGEM NSE .....	104
FIGURA 4.27 – SUBESTAÇÃO 138 KV JOÃO CÂMARA III (BARRA 2) – MODELAGEM NSE .....	104
FIGURA 4.28 – SUBESTAÇÃO 230 KV SOBRADINHO – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO.....	105
FIGURA 4.29 – SUBESTAÇÃO 230 KV NATAL 3 – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO.....	105
FIGURA 4.30 – VALORES MÁXIMOS, MÉDIOS E MÍNIMOS DAS POTÊNCIA ATIVAS DOS PARQUES EÓLICOS DO SISTEMA TESTE I.....	106
FIGURA 4.31 – COMPORTAMENTO HORÁRIO DO PARQUE EÓLICO BRISA POTIGUAR.....	107
FIGURA 4.32 – VALIDAÇÃO – POTÊNCIAS ATIVAS USINA HIDRELÉTRICA PAULO AFONSO IV .....	109
FIGURA 4.33 – GERADORES CONVENCIONAIS SISTEMA TESTE I.....	113
FIGURA 4.34 – GERAÇÃO DE ENERGIA – USINA HIDRELÉTRICA SOBRADINHO	114
FIGURA 4.35 – GERAÇÃO DE ENERGIA – USINA HIDRELÉTRICA PAULO AFONSO I,II.....	115
FIGURA 4.36 – GERAÇÃO DE ENERGIA – USINA HIDRELÉTRICA PAULO AFONSO III.....	116

FIGURA 4.37 – GERAÇÃO DE ENERGIA – USINA HIDRELÉTRICA PAULO AFONSO IV.....	118
FIGURA 4.38 – GERAÇÃO DE ENERGIA – USINA HIDRELÉTRICA XINGÓ.....	119
FIGURA 4.39 – GERAÇÃO DE ENERGIA – GERADOR EQUIVALENTE PECEM 2 ...	120
FIGURA 4.40 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) - GERADORES CONVENCIONAIS – REDUÇÃO DE 30% FONTES EÓLICAS E SOLARES .....	121
FIGURA 4.41 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS – SE 138 KV JOÃO CÂMARA III – BARRA 1 .....	123
FIGURA 4.42 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 138 KV JOÃO CÂMARA III -BARRA 1 .....	125
FIGURA 4.43 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS – SE 138 KV JOÃO CÂMARA III – BARRA 2 .....	128
FIGURA 4.44 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 138 KV JOÃO CÂMARA III - BARRA 2 .....	129
FIGURA 4.45 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS – SE 230 KV JOÃO CÂMARA II .....	132
FIGURA 4.46 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV JOÃO CÂMARA II.....	133
FIGURA 4.47 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS – SE 230 KV SOBRADINHO .....	136
FIGURA 4.48 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV SOBRADINHO .....	137
FIGURA 4.49 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS – SE 230 KV NATAL 3 .....	140
FIGURA 4.50 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV NATAL 3.....	142
FIGURA 5.1 – SISTEMA TESTE REAL DE 59 BARRAS .....	148
FIGURA 5.2 – PARQUE EÓLICO CASA NOVA .....	149
FIGURA 5.3 – PARQUE EÓLICO DELFINA.....	150
FIGURA 5.4 – PARQUE EÓLICO PEDRA BRANCA.....	150
FIGURA 5.5 – GERAÇÃO MÉDIA POR PARQUE EÓLICO – ABRIL/2018 A MARÇO/2019.....	151
FIGURA 5.6 – PARQUE FOTOVOLTAICO NOVA OLINDA .....	151
FIGURA 5.7 – PARQUE FOTOVOLTAICO JUAZEIRO SOLAR.....	152
FIGURA 5.8 – GERAÇÃO MÉDIA POR PARQUE FOTOVOLTAICO – ABRIL/2018 A MARÇO/2019.....	152

FIGURA 5.9 – SUBESTAÇÃO 230 KV JUAZEIRO 2 – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO .....	153
FIGURA 5.10 – SUBESTAÇÃO 230 KV SOBRADINHO – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO .....	154
FIGURA 5.11 – VALIDAÇÃO - POTÊNCIAS ATIVAS SÃO JOÃO DO PIAUÍ 500 KV	155
FIGURA 5.12 – GERADORES CONVENCIONAIS SISTEMA TESTE II.....	158
FIGURA 5.13 – GERAÇÃO DE ENERGIA – GERADOR EQUIVALENTE SÃO JOÃO DO PIAUÍ.....	159
FIGURA 5.14 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – GERADOR EQUIVALENTE SÃO JOÃO DO PIAUÍ - REDUÇÃO DE 30% FONTES EÓLICAS E SOLARES .....	160
FIGURA 5.15 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - SE 230 KV SOBRADINHO .....	161
FIGURA 5.16.1 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV SOBRADINHO .....	163
FIGURA 5.16.2 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS REATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV SOBRADINHO .....	164
FIGURA 5.17 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - SE 230 KV JUAZEIRO 2 .....	168
FIGURA 5.18.1 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV JUAZEIRO 2 .....	169
FIGURA 5.18.2 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS REATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV JUAZEIRO 2 .....	171
FIGURA 5.19 – MAGNITUDES DAS TENSÕES – SE 500 KV SÃO JOÃO DO PIAUÍ ..	176
FIGURA 6.1 – DISJUNTORES SE 230 KV SOBRADINHO .....	179
FIGURA 6.2 – CORRENTES ATRAVÉS DO DISJUNTOR 55 SE 230 KV SOBRADINHO.....	180
FIGURA 6.3 – CORRENTES ATRAVÉS DO DISJUNTOR 63 SE 230 KV SOBRADINHO.....	180
FIGURA 6.4 – CORRENTES ATRAVÉS DO DISJUNTOR 86 SE 230 KV JUAZEIRO 2	181
FIGURA 6.5 – DISJUNTORES SUBESTAÇÃO 138 KV JOÃO CÂMARA III (BARRA 2).....	184
FIGURA 6.6 – CORRENTES DISJUNTOR 181 CONTINGÊNCIA TRANSFORMADOR TF-2.....	190
FIGURA 1.A – SISTEMA TESTE DIDÁTICO .....	209

## LISTA DE TABELAS

TABELA 2.1 – SIN E SUBSISTEMAS: CARGAS DE ENERGIA .....	64
TABELA 4.1 – CARGAS MÉDIAS DO SISTEMA TESTE I.....	90
TABELA 4.2 – VALIDAÇÃO SISTEMA TESTE I .....	111
TABELA 4.3 – GERADORES CONVENCIONAIS SISTEMA TESTE I.....	112
TABELA 4.4 – CONTRIBUIÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA (MW) PELA ENERGIA SOLAR – BARRAS 69 KV .....	112
TABELA 4.5 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – UHE SOBRADINHO.....	115
TABELA 4.6 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – UHE PAULO AFONSO I,II.....	116
TABELA 4.7 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – UHE PAULO AFONSO III.....	117
TABELA 4.8 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – UHE PAULO AFONSO IV.....	118
TABELA 4.9 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – UHE XINGÓ.....	119
TABELA 4.10 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – PECEM 2 .....	120
TABELA 4.11 – RESERVA DE ENERGIA SISTEMA TESTE I.....	122
TABELA 4.12 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 138 KV JOÃO CÂMARA III – BARRA 1 .....	126
TABELA 4.13 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DE DISJUNTORES DA SE 138 KV JOÃO CÂMARA III - BARRA 1 .....	127
TABELA 4.14 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 138 KV JOÃO CÂMARA III – BARRA 2 .....	130
TABELA 4.15 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DE DISJUNTORES DA SE 138 KV JOÃO CÂMARA III - BARRA 2 .....	131
TABELA 4.16 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 230 KV JOÃO CÂMARA II .....	134
TABELA 4.17 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DE DISJUNTORES DA SE 230 KV JOÃO CÂMARA II .....	135
TABELA 4.18 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 230 KV SOBRADINHO.....	138



TABELA 4.19 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DE DISJUNTORES DA SE 230 KV SOBRADINHO .....	140
TABELA 4.20 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 230 KV NATAL 3 .....	143
TABELA 4.21 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DE DISJUNTORES DA SE 230 KV NATAL 3 .....	144
TABELA 4.22 – TENSÕES ENTRE FASES ADMISSÍVEIS.....	145
TABELA 4.23 – TEMPOS COMPUTACIONAIS (SEGUNDOS) SISTEMA TESTE I .....	145
TABELA 5.1 – BARRAS DE CARGA DO SISTEMA TESTE II .....	148
TABELA 5.2 – VALIDAÇÃO SISTEMA TESTE II.....	157
TABELA 5.3 – GERADORES CONVENCIONAIS SISTEMA TESTE II.....	157
TABELA 5.4 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIA ATIVAS (MW) – GERADOR EQUIVALENTE SÃO JOÃO DO PIAUÍ .....	159
TABELA 5.5 – RESERVA DE ENERGIA SISTEMA TESTE II .....	160
TABELA 5.6 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 230 KV SOBRADINHO.....	165
TABELA 5.7 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DE DISJUNTORES DA SE 230 KV SOBRADINHO .....	167
TABELA 5.8 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 230 KV JUAZEIRO 2.....	173
TABELA 5.9 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DE DISJUNTORES DA SE 230 KV JUAZEIRO 2 .....	175
TABELA 5.10 – TEMPOS COMPUTACIONAIS (SEGUNDOS) – SISTEMA TESTE II .....	177
TABELA 6.1 – RESERVA DE ENERGIA – CONTINGÊNCIA PARQUE EÓLICO PEDRA BRANCA .....	182
TABELA 6.2 – VALIDAÇÃO SISTEMA TESTE II – CONTINGÊNCIA PARQUE EÓLICO PEDRA BRANCA .....	182
TABELA 6.3 – BALANÇOS DE POTÊNCIAS ATIVA SE 230 KV SOBRADINHO .....	183
TABELA 6.4 – CORRENTES DISJUNTORES PARQUES EÓLICOS .....	185
TABELA 6.5 – DISTRIBUIÇÃO DOS CIRCUITOS .....	186
TABELA 6.6 – DISTRIBUIÇÃO DOS CIRCUITOS – MAXIMIZAÇÃO DAS CORRENTES INTERLIGADOR DE BARRAS .....	186
TABELA 6.7 – VALIDAÇÃO SISTEMA TESTE I – EXPANSÃO PARQUES EÓLICOS.....	188

TABELA 6.8 – BALANÇOS DE POTÊNCIAS ATIVAS E REATIVAS SE 138 KV JOÃO CÂMARA III.....	188
TABELA 6.9 – TEMPOS COMPUTACIONAIS (SEGUNDOS) EXPANSÕES PARQUES EÓLICOS .....	189
TABELA 6.10 – VALIDAÇÃO SISTEMA TESTE I – CONTINGÊNCIA TRANSFORMADOR .....	191
TABELA 6.11 – TEMPOS COMPUTACIONAIS (SEGUNDOS) CONTINGÊNCIA TRANSFORMADOR .....	191
TABELA 6.12 – BALANÇOS DE POTÊNCIAS ATIVAS E REATIVAS SE 138 KV JOÃO CÂMARA III.....	191
TABELA 6.13 – CORRENTES CURTO - CIRCUITO DISJUNTORES SE 138 KV JOÃO CÂMARA III BARRA 2 - ORIGINAL .....	192
TABELA 6.14 – CORRENTES CURTO - CIRCUITO DISJUNTORES SE 138 KV JOÃO CÂMARA III BARRA 2 - EXPANSÃO .....	193
TABELA 6.15 – CORRENTES CURTO - CIRCUITO DISJUNTORES SE 138 KV JOÃO CÂMARA III BARRA 2 – EXPANSÃO – NOVO CIS.....	194
TABELA 6.16 – CORRENTES CURTO - CIRCUITO DISJUNTOR INTERLIGADOR – SE 138 KV JOÃO CÂMARA III BARRA 2 – SISTEMA ORIGINAL .....	195
TABELA 6.17 – CORRENTES CURTO - CIRCUITO DISJUNTOR INTERLIGADOR – SE 138 KV JOÃO CÂMARA III BARRA 2 – SISTEMA COM EXPANSÃO .....	195
TABELA 1.A – DADOS DAS BARRAS.....	209
TABELA 1.B – DADOS DOS RAMOS.....	210
TABELA 1.C – RESULTADOS POTÊNCIAS GERADORES CONVENCIONAIS.....	210
TABELA 1.D – RESULTADOS FLUXOS DE POTÊNCIA RAMOS CHAVEÁVEIS .....	210
TABELA 1.E – INVERSA DA HESSIANA .....	211
TABELA 1.F – INCERTEZAS DAS VARIÁVEIS DE ANÁLISE.....	212
TABELA 1.G – PARTE 1 DA INVERSA DA HESSIANA .....	213
TABELA 1.H – PARTE 2 DA INVERSA DA HESSIANA .....	214
TABELA 1.I – PARTE 3 DA INVERSA DA HESSIANA.....	215
TABELA 1.J – PARTE 4 DA INVERSA DA HESSIANA .....	216
TABELA 2.A – VARIAÇÕES MAGNITUDES DAS TENSÕES (PU) – SISTEMA TESTE I.....	217
TABELA 2.B – VARIAÇÕES MAGNITUDES DAS TENSÕES (PU) – SISTEMA TESTE II.....	227

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	Alternating current
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CPU	Central Processing Unit
CIS	Capacidade de Interrupção de Corrente de Curto – Circuito Simétrica
DC	Direct Current
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FACTS	Flexible AC Transmission System
FDP	Função Densidade de Probabilidade
FMI	Fundo Monetário Internacional
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPO-DE	Fluxo de Potência Ótimo Determinístico Estendido
FPO-DEF	Fluxo de Potência Ótimo Determinístico Estendido com Fuzzy
GD	Geração Distribuída
HVDC	High Voltage Direct Current
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEEE	Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos
KKT	Karush Kuhn Tucker
MDI	Modelo de Decisão de Investimentos
NSE	Nível de Subestação
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
SE	Subestação
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIN	Sistema Interligado Nacional
ONS	Operador Nacional do Sistema
TF	Transformador
TRT	Tensão de Restabelecimento Transitória
UHE	Usina Hidrelétrica

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>17</b>
1.1	OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS .....	19
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO .....	20
<b>2</b>	<b>MOTIVAÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO DO TRABALHO DE PESQUISA..</b>	<b>22</b>
2.1	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	22
2.1.1	Abordagens referentes as técnicas de otimização envolvendo fontes alternativas de energia.....	23
2.1.2	Abordagens referentes as técnicas de otimização envolvendo informações qualitativas.....	39
2.1.3	Abordagens referentes as técnicas de otimização envolvendo chaveamentos, recomposições e contingências em sistemas elétricos de potência.....	50
2.1.4	Principais referências relacionadas a metodologia expedita proposta.....	57
2.2	PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 2018 – 2027.....	59
2.2.1	Cenário Econômico .....	61
2.2.2	Demanda de energia .....	62
2.2.3	Plano de Expansão da Geração de Energia Elétrica .....	65
2.2.3.1	Metodologia .....	65
2.2.3.2	Diretrizes e Premissas .....	66
2.2.3.3	Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta .....	67
2.2.3.4	Alternativas para ampliação da capacidade de potência.....	68
2.2.3.5	Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica.....	69
2.3	CRITÉRIOS DE ANÁLISE DE SUPERAÇÃO DE EQUIPAMENTOS .....	72
<b>3</b>	<b>FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO DETERMINÍSTICO ESTENDIDO COM FUZZY.....</b>	<b>76</b>
3.1	FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO DETERMINÍSTICO ESTENDIDO: PRIMEIRO ESTÁGIO .....	76
3.2	INCERTEZA DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS DE SEPS: SEGUNDO ESTÁGIO.....	82
<b>4</b>	<b>DADOS E RESULTADOS DO SISTEMA TESTE I.....</b>	<b>88</b>
4.1	SISTEMA TESTE I – DADOS GERAIS.....	88
4.2	SISTEMA TESTE I – DADOS REFERENTES AOS PARQUES EÓLICOS.....	91
4.3	SISTEMA TESTE I – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO .....	103
4.4	EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA .....	106



4.5	RESULTADOS SISTEMA TESTE I.....	108
4.5.1	Validação da metodologia proposta no Sistema Teste I.....	109
4.5.2	Geradores Convencionais .....	111
4.5.3	Fluxo de Potência Ativa em Equipamentos .....	122
4.5.4	Magnitudes das Tensões Nodais.....	144
4.5.5	Tempos Computacionais .....	145
<b>5</b>	<b>DADOS E RESULTADOS DO SISTEMA TESTE II.....</b>	<b>147</b>
5.1	SISTEMA TESTE II – DADOS GERAIS .....	147
5.2	SISTEMA TESTE II – DADOS REFERENTES AOS PARQUES EÓLICOS E SOLARES.....	149
5.3	SISTEMA TESTE II – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO .....	153
5.4	RESULTADOS SISTEMA TESTE II .....	155
5.4.1	Validação da metodologia proposta no Sistema Teste II.....	155
5.4.2	Geradores Convencionais .....	157
5.4.3	Fluxos de Potência Ativa em Equipamentos .....	161
5.4.4	Magnitudes das Tensões Nodais.....	175
5.4.5	Tempos Computacionais .....	176
<b>6</b>	<b>CONTINGÊNCIAS E EXPANSÕES NOS SISTEMAS TESTE.....</b>	<b>178</b>
6.1	CONTINGÊNCIA DO PARQUE EÓLICO PEDRA BRANCA.....	178
6.2	EXPANSÃO DE PARQUES EÓLICOS .....	184
6.3	CONTINGÊNCIA DE ELEMENTOS DO SISTEMA.....	189
6.4	ANÁLISE DAS CORRENTES DE CURTO - CIRCUITO.....	192
<b>7</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>196</b>
<b>8</b>	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>198</b>
<b>9</b>	<b>APÊNDICE 1 – EXEMPLO DIDÁTICO .....</b>	<b>209</b>
<b>10</b>	<b>APÊNDICE 2 – MAGNITUDES TENSÕES NODAIS SISTEMAS TESTE I E II.....</b>	<b>217</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Os desafios da expansão e operação dos sistemas elétricos de potência (SEPs) se intensificaram ao longo do tempo devido ao aumento incessante na complexidade desses sistemas. Atualmente, fatores adicionais foram incorporados a esses desafios, incluindo as incertezas na geração e consumo de energia elétrica, conforme ditado pela crescente participação de fontes intermitentes de energia, veículos elétricos domésticos e sistemas de armazenamento de energia. Devido a essas incertezas, as especificações técnicas dos componentes de SEPs devem ser avaliadas, especialmente aquelas associadas aos dispositivos internos das subestações, como é o caso dos disjuntores. Portanto, é de fundamental importância que as ferramentas em desenvolvimento, que buscam modelar essas incertezas, também sejam capazes de avaliar o carregamento desses dispositivos em seus processos de análise.

O fluxo ótimo de potência (FPO) é reconhecido como uma poderosa ferramenta para o planejamento da operação de sistemas de energia e tem ganho importância em análises envolvendo a incorporação da geração distribuída (Keane et al., 2013, Miranda, 2017, Khaled, Eltamaly e Beroual, 2017). O FPO é capaz de indicar o tamanho ideal dessas unidades de geração sem comprometer a estabilidade de tensão (Al Abri, El-Saadany e Atwa, 2013, Warid et al., 2016). As incertezas dessas fontes têm sido amplamente exploradas em FPOs, sejam estes coordenados com geração convencional ou em associação com sistemas de armazenamento de energia (Mégel, Mathieu e Andersson, 2017, Atwa e El-Saadany, 2010, Wienholt, Müller e Bartels, 2018). Em algumas aplicações as características do FPO tem sido exploradas para analisar o impacto da expansão da geração distribuída no carregamento de linhas de transmissão (Liang et al., 2013), na presença de veículos elétricos domésticos em redes elétricas (Derakhshandeh et al., 2013, An, Song e Hur, 2017), em conexões de corrente contínua de alta tensão (Roald et al., 2017, Kim, Kim e Kim, 2017), e em ações de controle de frequência (Liu et al., 2017).

As incertezas das fontes de energias eólica e solar são frequentemente representadas no FPO por abordagens probabilísticas, as quais não são capazes de incorporar informações qualitativas residentes no conhecimento humano. Neste caso, a lógica fuzzy tem sido utilizada para representar o conhecimento qualitativo, vago ou incompleto em modelos matemáticos em diversas áreas do conhecimento, incluindo o FPO (Miranda e Saraiva, 1992). A literatura apresenta o uso da lógica fuzzy combinada com FPO como promissora para a análise de SEPs (Zhang, Li e Tolbert, 2017), principalmente na definição de funções com objetivos conflitantes

(Abdul-Rahman e Shahidehpour, 1995, He et al., 2015), em restrições de limites operacionais (Edwin Liu e Guan, 1996, Assis, Falcão e Taranto, 2007), e em soluções que definem a data de necessidade, localização e dimensionamento de novos recursos energéticos (Lami e Bhattacharya, 2016). Algumas técnicas incorporam a lógica fuzzy na solução de FPO através de uma relação linear (Arneja e Venkatesh, 2012), ou através de análises de sensibilidade (Mohapatra, Bijwe e Panigrahi, 2013). Isso permite avaliar a influência das incertezas da geração de energia nas grandezas elétricas de SEPs.

Outra aplicação promissora do FPO tem sido a inclusão da representação de chaves e disjuntores, doravante denominada ramos chaveáveis, na modelagem de redes elétricas. Através de funções contínuas, esta representação tem sido utilizada com sucesso em avaliações de reconfiguração de sistemas (Gomes et al., 2006) e na restauração das cargas máximas em sistemas de distribuição (Borges et al., 2006). A representação destes dispositivos por variáveis inteiras tem sido utilizada para obter o despacho e topologia ótimos de uma rede elétrica para atender cargas estáticas (Fisher, O'Neill e Ferris, 2008). Em algumas aplicações, o conceito de chaveamento transforma as contingências em restrições de desigualdade como forma de garantir a segurança no sistema elétrico (Schnyder e Glavitsch, 1988). O FPO com técnica de chaveamento também tem sido utilizado para aliviar o congestionamento de linhas de transmissão (Khanabadi, Ghasemi e Doostizadeh, 2013), além de melhorar a hospedagem de sistemas de geração distribuída (Capitanescu et al., 2015) e minimizar perdas através da reconfiguração da rede (Peng, Tang e Low, 2015).

A representação convencional barra - ramo da rede elétrica participa da grande maioria das aplicações do FPO. No entanto, os desenvolvimentos relacionados à representação explícita de chaves e disjuntores em estudos de estimação de estado (Monticelli e Garcia, 1991) foram incorporados na formulação do problema de fluxo de potência (Lourenço, Simões Costa e Ribeiro, 2010), permitindo o processamento de redes elétricas no nível de subestação (NSE). Neste tipo de modelagem, os fluxos de potência através de ramos chaveáveis são incorporados aos vetores de variáveis de estado juntamente com as tensões complexas nodais. Essa incorporação evita possíveis problemas numéricos na busca de uma solução ótima, motivada pela representação de impedâncias com valores muito altos ou muito baixos. Isso é necessário para indicar as posições abertas e fechadas desses dispositivos, respectivamente. Como consequência, esta modelagem permite a determinação direta da distribuição do fluxo de potência através dos componentes de subestações, o que é necessário para a análise de carregamento de dispositivos elétricos, especialmente disjuntores. Estudos preliminares

demonstraram a viabilidade de modelagem no nível de subestação na formulação do problema do FPO (Rosas, Lourenço e Fernandes, 2012).

Este trabalho de pesquisa se insere neste contexto e propõe uma metodologia expedita baseada no FPO, capaz de avaliar através de uma análise qualitativa o impacto da intermitência das fontes de energias eólica e solar nas grandezas elétricas de SEPs, incluindo as correntes através dos disjuntores, que são determinadas de forma direta, em função da modelagem no nível de subestação.

## 1.1 OBJETIVOS GERAIS E ESPECÍFICOS

A metodologia expedita proposta tem como objetivo geral determinar, para cada hora do dia, as incertezas das grandezas elétricas de SEPs em função das incertezas das fontes de energias eólica e solar. A abordagem proposta consiste em um Fluxo de Potência Ótimo Determinístico Estendido com Fuzzy (FPO-DEF) composto por dois estágios, que visa explorar a subjetividade do conhecimento qualitativo associado ao comportamento dessas fontes de energia. O primeiro estágio resolve um FPO determinístico com formulação estendida, denominado FPO-DE, capaz de processar redes de energia modeladas no nível da subestação, onde os ramos chaveáveis são explicitamente representados. Neste primeiro estágio, os valores médios das potências ativas geradas pelas fontes de energias eólica e solar são utilizados no FPO-DE como dados de entrada juntamente com os dados referentes às curvas de carga horária, a fim de determinar as variáveis determinísticas do sistema. No segundo estágio, as incertezas das grandezas elétricas do SEPs são determinadas pela soma das variáveis determinísticas (determinadas no primeiro estágio) com as variáveis fuzzy do sistema. As variáveis fuzzy das potências ativas das fontes de energias eólica e solar são determinadas por um modelo triangular fuzzy que representam os valores mínimos e máximos dessas potências. Esse modelo é oriundo da aproximação da distribuição normal da função densidade de probabilidade das potências ativas das fontes de energias eólica e solar, conforme proposto por Arneja e Venkatesh (2012). As variáveis fuzzy do sistema são determinadas através de análise qualitativa de sensibilidade aplicada ao pós-processamento do FPO-DE, considerando valores máximos e mínimos para as potências ativas das fontes de energias eólica e solar, ou seja considerando as variáveis fuzzy dessas potências. Este procedimento permite que o comportamento qualitativo dessas fontes de energia seja incorporado à solução. A metodologia permite executar o primeiro estágio, que demanda o tradicional dispendioso tempo computacional uma única vez e trabalhar com mais



frequência no segundo estágio que demanda um tempo computacional bastante inferior quando comparado com o primeiro estágio, por este motivo a metodologia é dita expedita.

O objetivo específico da metodologia proposta consiste em avaliar, de forma expedita, a influência das incertezas das potências ativas produzidas por fontes eólica e solar: (a) nas potências ativas produzidas por geradores convencionais, para a análise de reserva de energia, (b) nas magnitudes das tensões nodais, a fim de cumprir os limites impostos pelas autoridades reguladoras e, principalmente, (c) nas correntes através de disjuntores. Esses resultados são essenciais para determinar o correto dimensionamento das correntes nominais desses dispositivos.

## 1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho foi estruturado em sete capítulos, visando demonstrar a contextualização e os desenvolvimentos associados a metodologia expedita proposta.

A introdução participa do primeiro capítulo, onde são apresentadas as principais aplicações envolvendo o FPO, a fim de acomodar os desafios impostos, principalmente pela crescente participação de fontes intermitentes de energia elétrica em SEPs. Com base nessas aplicações é proposta a metodologia expedita, capaz de acessar os efeitos dessas fontes de energia nas grandezas elétricas de SEPs.

O segundo capítulo apresenta a contextualização e a motivação para o desenvolvimento deste trabalho de pesquisa. A primeira seção contempla uma revisão bibliográfica com as principais referências sobre técnicas de otimização, principalmente relacionadas ao FPO, associadas às fontes alternativas de energia, como a eólica e a solar, ao processamento de informações qualitativas e às técnicas de chaveamento. Na segunda seção são apresentadas as previsões de participação das fontes alternativas de energia na matriz energética brasileira, conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia Brasileiro (PDE) vigente, e a terceira seção apresenta os critérios definidos pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, para a análise de superação de equipamentos por corrente nominal.

O terceiro capítulo apresenta a formulação do Fluxo de Potência Ótimo Determinístico Estendido com Fuzzy (FPO-DEF), capaz de processar redes elétricas no nível de subestação e informações qualitativas a respeito de fontes de energias eólica e solar. O FPO-DEF compõe a metodologia expedita capaz de acessar os efeitos dessas fontes de energia em SEPs.

Os capítulos quarto e quinto apresentam as informações e resultados alcançados com simulações envolvendo sistemas teste reais na metodologia expedita proposta. Em função da intermitência das fontes de energia eólica e solar são avaliadas as potências ativas dos geradores convencionais para análises de reserva de energia, as correntes através dos disjuntores a fim de confirmar o correto dimensionamento destes dispositivos por corrente nominal de carga e as magnitudes das tensões nodais a fim de cumprir com os limites impostos pelas autoridades reguladoras.

O sexto capítulo apresenta os resultados alcançados na metodologia expedita com enfoque nas correntes através dos disjuntores, em condições de contingências e expansões nos sistemas teste. Este capítulo apresenta também uma avaliação da distribuição das correntes de curto - circuito através de disjuntores de subestações pré-selecionadas, a fim de verificar a capacidade de interrupção de corrente de curto – circuito simétricas desses equipamentos em função da intermitência das fontes de energias eólica e solar. Este trabalho de pesquisa se encerra com as conclusões apresentadas no sétimo capítulo.

## 2 MOTIVAÇÃO E CONTEXTUALIZAÇÃO DO TRABALHO DE PESQUISA

A metodologia expedita capaz de acessar o efeito da geração intermitente de energia elétrica por fontes eólica e solar em sistemas de potência, foi desenvolvida neste trabalho de pesquisa com base em três principais pilares motivacionais. O primeiro reside nas previsões da crescente participação dessas fontes de energia na matriz energética nacional, enquanto o segundo reside nas diferentes técnicas de otimização apresentadas na literatura, a fim de acomodar o comportamento intermitente ou incerto, inerente a essas fontes. O terceiro pilar motivacional está na necessidade de dimensionar equipamentos, principalmente disjuntores, em função das incertezas das fontes alternativas de energia. Portanto dedica-se este Capítulo para a compreensão destes pilares motivacionais, através da contextualização do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) brasileiro, dos critérios de análise de superação de equipamentos definidos pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) e da revisão bibliográfica.

O PDE vigente, bem como os planos anteriores, apresentam crescente participação de fontes alternativas de energia, como a eólica e a solar na matriz energética, inclusive ocupando espaço da tradicional fonte hidráulica de geração de energia.

Os critérios de superação de equipamentos definidos pelo ONS em parceria com os agentes de transmissão, distribuição e geração, definem as metodologias de análise de superação de equipamentos e infraestrutura do sistema elétrico em função do aumento das potências instaladas e das redes de transmissão de energia elétrica.

A revisão bibliográfica apresenta diferentes contribuições de grande valia para análise de sistemas elétricos de potência, incluindo as técnicas de otimização que envolvem as fontes alternativas de energia, informações qualitativas e a modelagem de chaves e disjuntores, exploradas nesta pesquisa.

### 2.1 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O Fluxo de Potência Ótimo Determinístico Estendido com Fuzzy, apresentado neste trabalho de pesquisa, é capaz de avaliar o impacto da intermitência das fontes de energias eólica e solar nas grandezas elétricas de sistemas de potência. O comportamento intermitente dessas fontes de energia é modelado através da combinação de um breve histórico das potências dessas fontes com informações qualitativas, através da lógica fuzzy. O fluxo de potência ótimo proposto incorpora também a modelagem de disjuntores, que permite o monitoramento das

correntes através destes equipamentos, em função das incertezas das fontes de energias eólica e solar. A partir deste monitoramento é possível avaliar a necessidade de substituição de disjuntores por equipamentos com maiores capacidades de corrente.

Neste contexto, a revisão bibliográfica deste trabalho foi baseada na investigação de técnicas de otimização envolvendo três principais abordagens: fontes alternativas de energia, informações qualitativas e modelos de representação de chaves e disjuntores, conforme apresentado nos subitens dessa seção. A minuciosa investigação de publicações relacionadas ao tema deste trabalho proporciona a base para a originalidade desta pesquisa.

### 2.1.1 Abordagens referentes as técnicas de otimização envolvendo fontes alternativas de energia

A busca pelo crescimento sustentável e o conceito de “energia limpa” tem colocado as fontes alternativas de energia, principalmente a eólica e a solar, em uma posição de destaque no setor elétrico de diversas partes do mundo, fomentando à pesquisa relacionada ao comportamento intermitente, ou incerto, dessas fontes de energia. Dentre as técnicas de otimização, o fluxo de potência ótimo tem se apresentado como uma ferramenta bastante adequada para a incorporação dessas incertezas.

Diferentes são as maneiras encontradas na literatura para acomodar a inserção da intermitência de geração de energia, proveniente de fontes eólica e a solar, no problema de fluxo de potência ótimo. Armazenamento de energia elétrica em baterias, transações no mercado spot, flexibilidade na demanda, redes inteligentes e utilização de funções densidade de probabilidade têm sido algumas dessas maneiras. São encontrados também na literatura diversos problemas de fluxo de potência ótimo que consideram para acomodação das incertezas das fontes eólica e solar, a adoção da alta tecnologia envolvida em veículos elétricos, sistemas de transmissão flexíveis de corrente alternada (FACTS – do inglês flexible AC transmission system) e conexões de alta tensão em corrente contínua (HVDC – do inglês high voltage direct current). Além disso, abordagens determinísticas ou probabilísticas, redes de corrente contínua ou alternada, redes completas ou parciais tem sido incorporadas no FPO, a fim de representar o comportamento dessas fontes de energia em diferentes aplicações em sistemas de potência, incluindo o bem estar social. Os problemas de FPO que incorporam as incertezas das fontes de energias eólica e solar tem sido solucionados em um único ou em diversos estágios, por diferentes métodos, incluindo a relaxação lagrangeana, as condições de Karush Kuhn Tucker,

o Método de Newton e o Método de Pontos Interiores, adotados na metodologia desenvolvida nesta pesquisa.

Em ordem cronológica são apresentadas a seguir, as contribuições presentes na literatura quanto as técnicas de otimização associadas as incertezas das fontes alternativas de energia, incluindo o fluxo de potência ótimo.

Em 2010, Atwa e El-Saadany apresentaram uma metodologia para alocação ótima de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição, com alta penetração da energia eólica. Informações sobre velocidade dos ventos por hora, perfil da carga e os custos com geração de energia são incorporados no FPO. O objetivo da metodologia é dimensionar o sistema de armazenamento de energia de modo a acomodar toda a energia eólica produzida e, minimizar o custo anual da eletricidade, resultando em benefícios tanto para o proprietário da geração distribuída quanto para a concessionária de energia.

Em 2011, Li e Zhang apresentaram uma abordagem heurística para resolver um problema de fluxo de potência ótimo estocástico com restrições de chance, considerando cargas com distribuição gaussiana e gerações eólicas com distribuição não gaussiana. A abordagem começa a partir da solução de um problema de fluxo de potência ótimo determinístico. Em seguida todas as restrições de chance são convertidas em restrições determinísticas equivalentes, através de cálculos probabilísticos de fluxo de potência. Se ocorrer alguma violação, os limites das restrições equivalentes são modificados de acordo com uma estratégia heurística e um problema de fluxo de potência ótimo determinístico atualizado é novamente solucionado. Esse processo é repetido até a ausência de violação de restrições.

Ainda em 2011, Ochoa e Harrison apresentaram um fluxo de potência ótimo multiperíodo em corrente alternada, que busca minimizar as perdas no sistema, considerando a geração renovável distribuída. O controle de tensão e o fator de potência da geração renovável são incorporados na formulação do FPO, a fim de explorar os benefícios destas técnicas na redução de perdas.

Riffonneau et al. (2011), apresentaram um FPO que consiste em otimizar a utilização de fontes fotovoltaicas e de sistemas de armazenamento de energia em baterias, além de combinar a produção e o consumo local de energia elétrica. O objetivo principal é contribuir com a penetração intensiva da produção fotovoltaica na rede elétrica, reduzindo os custos de operação através do gerenciamento dos fluxos de energia. O processo de otimização considera aspectos referentes ao envelhecimento das baterias e, o gerenciamento de energia do "dia seguinte".

Em 2012, Liang, Venayagamoorthy e Harley desenvolveram um algoritmo de fluxo de potência ótimo, baseado na dinâmica estocástica associada à técnica de redes neurais recorrentes. O algoritmo baseia-se na observação do sistema realizada através de medição de ampla área, em um ambiente com forte penetração de energias alternativas, em que a redistribuição de fluxos de potência pode ocorrer num curto período de tempo. Neste cenário foi desenvolvido um método sofisticado de controle de potência ativa e reativa em tempo real, necessário para garantir a segurança e a estabilidade do sistema de forma dinâmica, uma vez que as condições de operação destes sistemas variam continuamente.

Ainda em 2012, Gabash e Li propuseram uma formulação combinada de problemas para os fluxos ótimos de potências ativa e reativa em redes de distribuição com presença da energia eólica e de sistemas de armazenamento de energia em baterias. A solução fornece uma estratégia de operação ideal que aumenta significativamente o lucro, através da minimização das perdas de energia e na melhoria dos perfis de tensão. Os resultados apresentaram uma redução de 12% nas perdas de energia e uma redução de 90% da energia reativa importada da rede de transmissão.

Para acomodar as incertezas das cargas e das gerações por fontes alternativas de energia, Yu e Rosehart em 2012, transformaram o problema de fluxo de potência ótimo probabilístico em um FPO determinístico. A transformação foi alcançada através da utilização da técnica dos testes da matriz ortogonal de Taguchi nas restrições do problema, a fim de torná-las determinísticas. Com as restrições determinísticas foi possível avaliar diversos cenários de operação do sistema, solucionados no FPO pelo método dos Pontos Interiores.

Em 2013, Fan et al. propuseram um fluxo de potência probabilístico que considera o despacho ótimo de geração convencional para equilibrar as variações da geração de energia por fonte fotovoltaica. O algoritmo considera as incertezas desta fonte de energia no processo de otimização do custo total de produção de energia elétrica, que contempla como restrição a probabilidade de sobrecarga no sistema.

Sharma, Bozchalui e Sharma, em 2013, examinaram o impacto da penetração da geração fotovoltaica em alimentadores de baixa tensão, através de um modelo de fluxo de potência ótimo de distribuição. O módulo fotovoltaico é modelado como uma fonte de geração constante e incorporado em um alimentador de distribuição trifásico. Os resultados demonstraram que as perdas e as potências ativas extraídas da subestação são reduzidas com o aumento da penetração de recursos fotovoltaicos. No entanto, isso é acompanhado por um aumento nas potências reativas extraídas da rede externa.

Nakayama et al. (2013) desenvolveram um problema de fluxo de potência ótimo que integra a geração de energia alternativa com o armazenamento de energia em baterias, necessários para equilibrar o consumo com a produção de energia. O objetivo da integração é minimizar os custos de armazenamento e de geração de energia a partir de combustíveis fósseis. A solução do problema é alcançada com a utilização de um algoritmo descentralizado, o qual reduz significativamente a complexidade da solução, uma vez que esta técnica divide a rede de energia em um conjunto de sub-redes independentes.

Al Abri, El-Saadany e Atwa (2013) apresentaram um algoritmo de fluxo de potência ótimo, que contempla a programação não linear inteira mista, com o objetivo de maximizar um índice que aponta a melhor localização e tamanho ideal de unidades de geração distribuída, a fim de não comprometer a estabilidade de tensão. As naturezas probabilísticas das cargas e da geração renovável são consideradas neste algoritmo. Para a fonte de energia solar foi considerada a distribuição de probabilidade Beta, enquanto a fonte de energia eólica foi considerada a distribuição de probabilidade de Weibull. O método proposto começa selecionando as barras candidatas para instalar as unidades de geração distribuída no sistema, priorizando as barras que são sensíveis aos perfis de tensão e, assim, melhorar a margem de estabilidade da tensão. As restrições do sistema contemplam os limites de tensão, as capacidades dos alimentadores e os níveis de penetração da geração distribuída.

Keane et al. (2013), apresentaram um trabalho de força-tarefa que se concentra nas diferentes estratégias e métodos que foram desenvolvidos nos últimos anos, a fim de abordar a integração e o planejamento da geração distribuída. Entre os métodos apresentados está o fluxo de potência ótimo, amplamente reconhecido pelo setor elétrico como uma poderosa ferramenta de análise da geração distribuída. O trabalho apresenta ainda os desafios enfrentados na implementação de técnicas avançadas que envolvem a geração distribuída.

Derakhshandeh et al. (2013), apresentaram um método de programação de geração de eletricidade e calor coordenado com o carregamento de veículos elétricos em uma micro rede industrial convencional, que contempla sistemas de geração fotovoltaica acoplados a armazenadores de energia. O método proposto é baseado em fluxo de potência ótimo dinâmico processado durante um período de 24 horas e que inclui restrições de segurança, restrições de armazenamento de energia fotovoltaica e restrições de carregamento dinâmico de veículos elétricos.

Liang et al. (2013), apresentaram um esquema de controle baseado no fluxo de potência ótimo dinâmico estocástico de dois níveis, sendo um de área e outro global para



escalonar grandes sistemas de energia. Na presença da alta variabilidade e das incertezas dos ventos, os controladores da área são utilizados para melhorar a frequência do sistema, os perfis de tensão e o carregamento das linhas, mas a um custo de esforço de controle elevado e contingenciamento de ventos. Um controlador global adicional é projetado para coordenar ainda mais os controladores da área, ajustando os fluxos de interligação entre linhas. A coordenação global alivia ainda mais as linhas congestionadas e o contingenciamento dos ventos.

Levron, Guerrero e Beck (2013), apresentaram um fluxo de potência ótimo que integra dispositivos de armazenamento de energia em micro redes, e que considera tanto as limitações destes dispositivos quanto às limitações da rede em relação as tensões, correntes e potências. A solução é alcançada pela técnica recursiva de programação dinâmica, obtendo uma solução numericamente eficiente. A energia armazenada é controlada para equilibrar a geração de energia por fontes renováveis, visando otimizar o consumo geral de energia elétrica. O algoritmo incorpora uma topologia de rede arbitrária, que pode ser geral, monofásica, balanceada ou trifásica desequilibrada.

Siano e Mokryani (2013) apresentaram uma combinação do método de Monte Carlo com o fluxo de potência ótimo baseado no mercado de energia, considerando diferentes cenários de geração eólica e demanda de carga, ao longo de um ano, a fim de avaliar a integração de turbinas eólicas em sistemas de distribuição. O método de Monte Carlo é usado para modelar as incertezas relacionadas às variações estocásticas da geração de energia eólica e da demanda, enquanto o bem estar social é maximizado por meio do FPO baseado no mercado com restrições intertemporais. O bem estar social é definido pela diferença entre soma dos benefícios do consumo de energia e a soma dos custos totais de geração. A metodologia probabilística proposta permite avaliar a quantidade de energia eólica que pode ser injetada na rede, bem como o impacto da penetração da energia eólica no bem estar social e nos preços marginais de distribuição-localização. O FPO baseado no mercado é resolvido usando o método primal dual de pontos interiores, considerando as tradicionais restrições da rede elétrica.

Jabr (2013) propôs um problema de FPO robusto probabilístico ajustável, o qual primeiramente otimiza o ponto base de geração para atender a carga prevista, sem contar com a participação das fontes alternativas de energia. Em seguida, emprega fatores de participação nas unidades geradoras convencionais para controlar as variações destas fontes de energia. Nesta técnica tem-se inicialmente um subproblema sem quaisquer restrições de desigualdade lineares, e que é resolvido via programação quadrática. Em seguida é realizada uma verificação

das restrições de desigualdade violadas, e as violadas são adicionadas ao subproblema até que todas estas restrições sejam satisfeitas e que o problema se torne completo.

Ainda em 2013, Lyu et al. propuseram um fluxo de potência ótimo probabilístico para despacho simultâneo de potências ativa e reativa em sistemas com forte penetração de energia eólica. As incertezas da carga e das velocidades dos ventos foram assumidas por distribuições de probabilidade normal e Weibull, respectivamente. A integração da energia eólica reduziu o custo operacional do sistema e as emissões de dióxido de carbono. Os resultados mostram que a técnica proposta fornece melhor desempenho na operação do sistema, o que é útil na tomada de decisões sobre o despacho ótimo sob condições de incerteza.

Em 2014, Ren et al. apresentaram um método de análise de fluxo de potência ótimo probabilístico para uma usina contendo geração de energia por fonte fotovoltaica. Primeiro, um fluxo de potência ótimo é solucionado pelo método de pontos interiores, visando minimizar os custos de operação. Em seguida, o método de transformação inversa e a técnica de decomposição de Cholesky são utilizados para simular as correlações entre as potências dos geradores fotovoltaicos com as cargas, que obedecem às distribuições Beta e Normal, respectivamente.

Su, Wang e Roh, em 2014, propuseram um modelo estocástico para acomodar a intermitência inerente aos recursos das energias renováveis eólica e solar. O problema proposto minimiza o custo de operação de micro redes ao mesmo tempo em que reduz as perdas de energia ao despachar de forma ótima a carga de veículos elétricos, os geradores distribuídos e os dispositivos de armazenamento de energia. O problema está sujeito às restrições de balanço de potência ativa, aos limites técnicos dos geradores distribuídos, dos dispositivos de armazenamento de energia e do carregamento dos veículos elétricos, além dos limites das tensões das barras da micro rede. O algoritmo proposto é baseado em programação não-linear inteira mista que é decomposto em um problema principal, para o despacho de energia e um subproblema que considera as restrições de balanço de potência ativa.

Chayakulkheere (2014) realizou um resumo dos diferentes métodos probabilísticos de solução do FPO e observou que a carga horária é melhor representada pela distribuição de Weibull da função densidade de probabilidade (FDP) enquanto as energias alternativas, mais precisamente a energia solar, são melhores representadas pela distribuição normal da FDP.

Kim, Giannakis e Lee em 2014, propuseram um FPO que contempla um processo de dois estágios. No primeiro estágio os geradores convencionais são comprometidos em produzir potência ativa para o sistema, mesmo sem o conhecimento efetivo da produção das energias por

fontes alternativas, das cargas e dos preços do mercado spot. No segundo estágio essas informações são reveladas, e as transações em tempo real no mercado spot são realizadas, visando ajustar o equilíbrio de potência e contabilizar o custo adicional devido à compra de déficit de energia, ou o lucro devido à venda de energia excedente, nesse mercado.

Ainda em 2014, Gris e Almeida apresentaram um FPO onde os aerogeradores de indução, que processam séries históricas das velocidades dos ventos, são representados como novas restrições não lineares, em um problema estocástico de dois estágios. Nesta proposta sistemas de grande dimensão são solucionados pela combinação da Relaxação Lagrangeana com o Método dos Multiplicadores com Direções Alternadas.

Em 2015, Mohagheghi, Gabash e Li desenvolveram um método para fluxos ótimos de potências ativa e reativa em redes de distribuição considerando as incertezas da energia eólica. O objetivo do problema é maximizar a receita total da energia eólica, enquanto minimiza os custos totais de operação do sistema. O problema é dividido em dois estágios, sendo abordado no primeiro, a questão do comportamento da energia eólica através da função densidade de probabilidade normal. No segundo estágio é desenvolvida uma estratégia que otimiza os fluxos de potências ativa e reativa, considerando as incertezas da energia eólica. O problema de otimização é resolvido com um sistema de modelagem algébrica geral.

Ainda em 2015 Jabr, Karaki e Korbane apresentaram uma formulação esparsa e ajustável para o problema de fluxo de potência ótimo multiperíodo. Através da programação linear inteira mista é possível agendar a geração convencional e o sistema de armazenamento de energia e computar fatores de participação restritos que permanecem válidos conforme a geração renovável varia ao longo de seu intervalo de incerteza. As variáveis binárias impedem o carregamento / descarregamento simultâneos do sistema de armazenamento de energia, e os fatores de participação comandam os ajustes da geração e armazenamento de energia. Isso mantém uma solução multiperíodo viável do FPO à medida que a saída de fontes alternativas de energia assume qualquer valor de um conjunto de incerteza prescrito. A solução é alcançada pelo programa CPLEX.

Em 2016, Alqurashi, Etemadi e Khodaei apresentaram o estado da arte da aplicação da otimização estocástica em problemas baseados no FPO, incluindo despachos econômicos, compensação de mercado e planejamento da expansão de sistemas de energia. As desvantagens das abordagens determinísticas são destacadas, ressaltando as vantagens das abordagens estocásticas para processar as incertezas associadas à geração de energia renovável, aos preços

da eletricidade, às previsões de carga, às falhas de equipamentos e às condições meteorológicas imprevisíveis.

Ding et al., em 2016, apresentaram um modelo robusto de otimização de potência reativa para incorporar a alta penetração de energia eólica em redes de distribuição. O modelo de otimização contempla dois estágios e coordena os compensadores de potências reativas, afim de encontrar uma solução ótima robusta frente as incertezas das energias eólicas.

Shargh et al. (2016) apresentaram um fluxo de potência ótimo multiobjetivo probabilístico que considera a correlação entre a velocidade dos ventos e as cargas, com o objetivo de reduzir o custo de combustível e a emissão de gases poluentes. Nem sempre as funções densidade de probabilidade da velocidade dos ventos estão disponíveis. Para contornar esta situação o algoritmo proposto utiliza o método de estimativa pontual e a transformação de Nartaf para compor as informações a respeito da velocidade dos ventos, através da função densidade de probabilidade marginal e da matriz de correlação, que na maioria das vezes estão disponíveis.

Bukhsh, Zhang e Pinson (2016) apresentaram uma programação estocástica para resolver um problema de fluxo de potência ótimo multiperíodo. No primeiro estágio, a decisão é feita sobre o despacho dos geradores convencionais e essa decisão permanece fixa no segundo estágio, o qual contempla a geração de energia a partir de fontes alternativas. No segundo estágio, qualquer resultado desencontrado entre a oferta e a demanda de energia é solucionado pela flexibilidade da demanda.

Dall'anese, Dhople e Giannakis (2016) apresentaram um algoritmo que busca no fluxo de potência ótimo os ajustes dos controladores de potência dos inversores fotovoltaicos. A motivação é garantir que as estratégias de operação e controle de sistemas fotovoltaicos sejam adaptáveis às mudanças na operação de sistemas de potência, evitando interrupções de energia. O fluxo de potência ótimo proposto minimiza as perdas em linhas de transmissão, os desvios das tensões e os custos de operação, enquanto é solucionado pelo método de relaxação da programação semi-definida.

Lubin, Dvorkin e Backhaus (2016) desenvolveram um fluxo de potência ótimo com restrições de chance robustamente distribuída e que contempla as incertezas da previsão da geração de energia por fonte eólica (ou outro intermitente). As restrições de chance são utilizadas para limitar as incertezas da geração renovável. O problema que tem o objetivo minimizar os custos de geração de energia é solucionado pelo método de plano de corte. Quando comparado com o FPO com restrições de chance tradicional, o algoritmo proposto distribui a

geração de energia com maior redução de custos e melhor desempenho técnico; incluindo menores violações nos limites de linhas de transmissão e de geradores, além de menores erros no controle de áreas.

Mohagheghi, Gabash e Li (2016) apresentaram um algoritmo de fluxo de potência ótimo em tempo real, para redes de distribuição com penetração de energia eólica. A estrutura do algoritmo proposto consiste em etapas de predição e etapas de atualização. Durante a predição são elaborados cenários de geração de energia eólica, os quais participam da solução do FPO. Em seguida os resultados alcançados no FPO são enviados para uma tabela de pesquisa. Na etapa de atualização, que sucede a etapa de predição as informações de energia eólica são atualizadas com dados reais na solução ótima.

Com base em regulamentações, os operadores de sistemas de potência têm o direito de reduzir a geração de energia por fonte eólica, a fim de evitar qualquer violação das restrições do sistema. A adoção de sistemas de armazenamento de energia tem sido uma solução viável para contornar este problema. Baseado nisso, em 2016 Quevedo e Contreras desenvolveram um algoritmo que fornece as melhores localizações desses sistemas e de parques eólicos, ao mesmo tempo em que otimiza os custos do sistema de distribuição, reduz as perdas, melhora os perfis de tensão e cumpre com as restrições da rede, além de considerar as incertezas associadas aos ventos e as cargas. A solução do algoritmo é alcançada através da combinação da programação linear inteira mista com um FPO linear de corrente alternada.

A adoção de sistemas de armazenamento de baterias a fim de fornecer potência reativa para uma rede de distribuição, com estações eólicas, pode resultar em um grande volume de energia reversa para uma rede de transmissão a montante. Baseado nisso, em 2016 Gabash e Li apresentaram um FPO para investigar a questão do fluxo de potência reverso variável em um ambiente de mercado de energia.

Zhou et al. (2016), propuseram um FPO onde a capacidade de integração das energias eólica e fotovoltaica em sistemas de potência é avaliada na satisfação de questões de confiabilidade da operação destes sistemas. Essas energias são correlacionadas e apresentadas em um modelo de distribuição temporal e espacial, através de cenários de energia aplicados ao FPO. Os resultados demonstraram que o modelo proposto fornece uma avaliação abrangente da capacidade de integração de geração renovável em sistemas de energia.

Lin e Lin (2016) apresentaram um problema de programação limitante de risco envolvendo a geração de energia não renovável para grandes sistemas de energia. O problema aborda potenciais violações das restrições de segurança devido à volatilidade da geração de

energia renovável e à incerteza da demanda. Para lidar com o desafio computacional que surge das restrições probabilísticas no problema considerado, é aplicado ao FPO um algoritmo que envolve um método de bissecção, uma rede neural construída artificialmente e um método de estimativa pontual on-line. Os resultados revelam que o algoritmo de solução proposto é aplicável a grandes sistemas de energia em tempo real, e a solução obtida é melhor que a solução convencional do FPO, resultando em uma maior probabilidade de satisfazer as restrições de segurança.

Warid et al. (2016) apresentaram um método efetivo de otimização metaheurística, chamado de algoritmo de Jaya, a fim de processar diferentes problemas de FPO. Três funções objetivo foram exploradas: minimização de custos de geração de energia, redução de perdas de potência ativa e melhoria da estabilidade de tensão. O efeito da geração distribuída foi incorporado ao problema do FPO através de uma formulação modificada. Para melhorar a alocação de unidades de geração distribuída, foi introduzido um procedimento baseado em sensibilidade. Os resultados demonstraram que o algoritmo de Jaya pode alcançar uma solução ótima com rápida convergência.

Ainda em 2016, Hwang, Moon e Ahn formularam um problema de FPO a fim de determinar referências para os mecanismos de redução de tensão de conservação, levando em conta os geradores de energia por fontes eólica e solar. A redução de tensão de conservação é um esquema projetado para reduzir o consumo de energia, diminuindo as tensões fornecidas aos clientes. Neste cenário, uma violação inesperada de subtensão pode ocorrer devido à variação da saída das potências ativas desses geradores. Para contornar esta situação, o método proposto mantém as tensões do sistema acima dos limites inferiores. O efeito da redução de tensão de conservação se apresentou mais efetivo que os efeitos obtidos com os métodos convencionais de controle de potência reativa.

Em 2017, Sun et al. propuseram um fluxo de potência ótimo robusto com chaveamento de transmissão, capaz de processar as incertezas das cargas e das energias renováveis. No método proposto, a geração de energia e a topologia de rede são otimizadas a fim de acomodar essas incertezas. O problema é formulado como um problema de otimização robusta inteira mista e resolvido de acordo com a decomposição de Benders. Os resultados mostram que o método proposto é benéfico para promover a eficiência do equilíbrio de energia do sistema, ao otimizar as decisões de chaveamento de transmissão e o despacho de geração.

Li e Vittal, em 2017, apresentaram um despacho ótimo com armazenamento de energia distribuída, em sistemas de distribuição radial com alta penetração de recursos fotovoltaicos.

Diferente do típico problema de fluxo de potência ótimo, a função objetivo varia de acordo com as mudanças nos requisitos operacionais. O problema contempla três funções objetivo: minimizar os custos de aquisição de energia na rede, as perdas de energia e os desvios nas magnitudes das tensões.

Biswas, Suganthan e Amaratunga (2017) propuseram uma abordagem para resolver o fluxo de potência ótimo, combinando energias estocásticas eólica e solar com energia térmica convencional gerada pelo sistema. As funções de distribuição de probabilidades Weibull e lognormal são utilizadas para previsão da produção de energia por fontes eólica e solar, respectivamente. O custo de geração que incorpora todas essas energias é otimizado e inclusive avalia a variação desse custo com a mudança nos coeficientes de custo das fontes eólica e solar. O fator de emissão de poluentes também participa dos objetivos dos estudos de caso selecionados. Um algoritmo evolucionário de última geração combinado com uma técnica efetiva de tratamento de restrições é empregado no processo de otimização.

Roald et al. (2017) propuseram um método para estender o uso de controle corretivo de transformadores defasadores e de conexões de corrente contínua de alta tensão (HVDCs) em sistemas de potência, a fim de reagir às incertezas da geração de energia a partir de fontes intermitentes. As incertezas são caracterizadas como variáveis aleatórias contínuas e as ações de controle corretivo definidas através de políticas de controle afim. Isso permite modelar eficientemente as reações de controle para um grande número de fontes de incerteza. As políticas de controle são incluídas em uma formulação de fluxo de potência ótimo com restrição de chance, que garante que as restrições do sistema sejam aplicadas com uma probabilidade desejada.

Miranda (2017) explicou a respeito do caso de sucesso na integração em larga escala de energias alternativas no sistema elétrico português, especialmente a energia eólica. Segundo o autor grande parte deste sucesso se deve ao uso generalizado de ferramentas de inteligência computacional, que permitiram avaliar: a confiabilidade dos sistemas na presença das energias alternativas, os controles das potências ativas e reativas, a integração de parques eólicos, o armazenamento de energia, a integração de veículos elétricos, a previsão das energias eólica e solar, a operação de distribuição e a estimação de estados aproveitando as estruturas da rede inteligente. Como exemplo destas ferramentas, foi apresentado o FPO estocástico baseado em cenários, que solucionado pelo método de otimização evolutiva por enxames de partículas, é capaz de maximizar a diferença entre a energia eólica injetada no sistema e a energia de corte



de cargas. Os cenários de ventos são construídos a partir de dados históricos, representados pelas distribuições de Weibull.

Zhang, Shen e Mathieu (2017) formularam um problema de fluxo de potência ótimo com restrições de chance para obter energia a custo mínimo e reservas de geradores e de carga, em função das incertezas na produção de energia alternativa, no consumo de carga e nas capacidades de reserva de carga. Assumindo que as distribuições das incertezas não são perfeitamente conhecidas, foi utilizado um problema com otimização robustamente distribuída, que garante que as restrições de chance sejam satisfeitas para qualquer distribuição. A abordagem proposta demonstrou que o uso de reservas de carga, mesmo quando as capacidades dessas reservas são incertas, reduz os custos operacionais do sistema.

Liu et al. (2017) apresentaram uma abordagem de controle de fluxo de potência ótimo em tempo real distribuído, que integra a função do controle hierárquico convencional de frequência do sistema. Mediante a medição dos fluxos de potência e das frequências do sistema de forma distribuída e mediante a troca de informações entre unidades geradoras vizinhas, a estratégia proposta recupera a frequência nominal do sistema, enquanto minimiza o custo de geração em tempo real, obedecendo aos balanços de potência e aos limites de geração e de fluxo de carga. A estratégia proposta é economicamente eficiente em comparação com o esquema hierárquico convencional. Neste último, a imprecisão da previsão de carga e o período lento de atualização de controle do sistema com a penetração de energias alternativas, podem incorrer em maiores erros de controle. A solução do problema é alcançada com a técnica do Lagrangeano e das condições de Karush Kuhn Tucker.

Mégel, Mathieu e Andersson (2017) desenvolveram um método híbrido estocástico x determinístico para resolver o problema de fluxo de potência ótimo estocástico multiperíodo. O método proposto apresenta uma técnica de decomposição que separa o problema em duas partes: i) um problema de FPO multiperíodo estocástico durante as primeiras etapas de tempo e ii) um problema de FPO multiperíodo determinístico nas demais etapas de tempo. A solução da segunda parte é utilizada para construir uma função de custo da primeira parte. O conceito de dividir um problema de vários períodos, em diferentes subproblemas temporais e usar uma função para vincular esses subproblemas vem da programação dinâmica dual estocástica e depende da técnica do Cortes de Benders. O sistema teste contempla um sistema de transmissão dominado por fontes fotovoltaicas com unidades de armazenamento de energia. O método se aproxima do desempenho de menores custos alcançados pelo FPO estocástico, ao mesmo tempo apresenta um esforço computacional similar ao encontrado na solução do FPO determinístico.

Kapetanaki et al. (2017), propuseram uma metodologia probabilística para minimizar o desperdício e maximizar a capacidade da geração de energia por fonte eólica, ao mesmo tempo em que melhora a confiabilidade do sistema. Isso é feito usando o fluxo de potência ótimo, onde os desperdícios com energia eólica são priorizados com coeficientes de custo probabilísticos. A metodologia apresenta ainda uma melhoria na utilização da energia eólica através da instalação de dispositivos FACTS e de avaliações térmicas dos condutores das linhas de transmissão, em tempo real.

Deng, He e Zhang (2017) propuseram um método para resolver problemas de FPO probabilísticos que consideram as flutuações de variáveis estocásticas relacionadas as cargas e a energia eólica. A transformação inversa de Nataf e a decomposição de Cholesky são utilizadas para compor amostras de velocidades de vento e de cargas em uma matriz de correlação. O algoritmo K-means é introduzido para agrupar os dados da energia eólica e das cargas em vários clusters, de modo que, em cada cluster, as amostras de variáveis estocásticas apresentam pequenas variações. Em cada cluster, o método cumulante para o FPO é conduzido para obter as variáveis do sistema. Os resultados do estudo mostram que o método proposto pode produzir resultados mais precisos do que o Método Cumulante tradicional para o FPO. O método proposto também apresentou-se mais eficiente que o método de Monte Carlo.

An, Song e Hur (2017) formularam um FPO com restrições de segurança, visando integrar em larga escala em redes elétricas, energias alternativas e veículos elétricos, a fim de reduzir as emissões de carbono em direção a ilha de Jeju na Coreia do Sul. As energias disponíveis nos veículos elétricos através da carga da bateria e o comportamento da resposta de preço de mercado dos agregadores desses também são explorados como restrições.

Cong et al. (2017) apresentaram um método de planejamento de potência ativa para o dia seguinte, visando eliminar riscos de falta de energia elétrica, minimizar os custos das empresas de distribuição e atingir o fluxo de potência ótimo. Os erros de previsão da geração de energia por fontes alternativas são considerados no método proposto. Um modelo de otimização de coordenação hierárquica é utilizado para coordenar os recursos de geração distribuída com as topologias de rede.

Problemas de colapso de tensão em sistemas de energia, devido ao aumento de cargas, podem ser resolvidos adicionando em alguns barramentos, fontes de energias alternativas, como a eólica e a solar. Para isto, em 2017, Khaled, Eltamaly e Beroual, apresentaram uma técnica inteligente que utiliza otimização por enxame de partículas para solucionar o fluxo de potência ótimo para cada hora do dia. O FPO contempla a geração distribuída sob diferentes condições

de operação do sistema IEEE de 30 barras. Através da análise de sensibilidade foi verificado quanto os desvios nos dados de entrada do sistema, como por exemplo a carga, interferem nas grandezas elétricas do sistema. Os resultados obtidos provam que o uso de fontes de energias alternativas, como geração distribuída, reduz o custo global de geração e operação de sistemas de energia.

Bai, Lee e Lee (2017) apresentaram um problema estocástico dinâmico de FPO AC, que encontra uma solução ótima, capturando informações das incertezas da energia eólica, para cada hora do dia. As incertezas desse tipo de energia são representadas por cenários de curto prazo, através de um modelo estatístico multivariado de previsão. A fim de reduzir o tempo computacional, um algoritmo modificado de colônia de abelhas é utilizado para solucionar o problema FPO AC, baseado nos cenários previstos. A técnica proposta minimiza não só os custos de combustível, como também a função objetivo complexa, que representa as perdas de potência em linhas de transmissão.

A crescente penetração das energias alternativas não-síncronas nos modernos sistemas de energia, tem alterado a geração síncrona e afetado a estabilidade transitória. Este é apenas um dos fatores que tem levado à redução preventiva de fontes de energias alternativas em um número crescente de redes elétricas. Neste cenário, em 2017, Ledesma, Arredondo e Castronuovo propuseram um FPO com restrição de estabilidade transitória e que inclui a geração não-síncrona e o suporte reativo durante quedas de tensão. Com o algoritmo primal-dual de pontos interiores a solução do modelo possibilita otimizar o despacho de usinas convencionais e a redução da geração não-síncrona.

Kim, Kim e Kim (2017) apresentaram um FPO que minimiza o custo operacional e as perdas de energia em uma rede híbrida, com malhas de correntes alternada e contínua, e que contempla parques eólicos. A solução é alcançada através de um algoritmo genético de classificação não-dominante modificado. A técnica controla as tensões e as potências do sistema através de conversores de tensão de corrente contínua de alta tensão e de sistemas de armazenamento de energia em baterias. Além de benefícios econômicos e redução de perdas, o FPO oferece ações de estabilidade de tensão.

Ainda em 2017, Mohagheghi, Gabash e Li apresentaram um FPO em tempo real a fim de acomodar a rápida variação da energia eólica em sistemas de potência. A proposta contempla duas etapas: previsão e realização. Na etapa de previsão são considerados para a energia eólica, valores previstos em um longo ciclo de tempo, enquanto na etapa de realização são

considerados os valores medidos para essas energias. A proposta é baseada na programação não linear inteira mista.

Em 2018, Huang e Dinavahi, apresentaram um algoritmo para melhorar a eficiência e a precisão da solução do fluxo de potência ótimo em tempo real. O algoritmo possui uma estrutura de três estágios para o processamento paralelo, onde no primeiro estágio, as incertezas das fontes de energias alternativas e da demanda são caracterizadas por cenários. Soluções do FPO em tempo real, para os diferentes cenários são realizadas no segundo estágio, onde os recursos de computação mais pesados são consumidos através de aceleração baseada em unidade de processamento gráfico. O terceiro estágio é projetado para refinar a solução e eliminar possíveis erros de previsão. A solução do FPO que visa minimizar os custos de produção de energia é alcançada através do Método Primal – Dual de Pontos Interiores, baseado nas condições de Karush Kuhn Tucker e no método de Newton.

Xie e Ahmed (2018) propuseram um modelo de fluxo de potência ótimo com restrição de chance de dados robustamente distribuídos. O FPO proposto garante que as chances de violação dos limites superiores e inferiores de sobrecarga em linhas de transmissão e barramentos são pequenas diante uma ampla família de distribuições de probabilidade associadas às incertezas de fontes alternativas de energia. O FPO é formulado por uma programação cônica de segunda ordem, de um conjunto de restrições de probabilidade referente a essas fontes de energia.

As questões fundamentais de localização, tipo e tamanho das futuras unidades de armazenamento de energia foram abordadas em 2018 por Wienholt, Müller e Bartels, através de um fluxo de potência ótimo linear. O FPO proposto utiliza as capacidades atuais da rede de energia e um portfólio de geração que permite 66% de geração de energia por fontes alternativas. A função objetivo contempla os custos de investimento em armazenamento de energia, além dos custos com geração de energia. Os resultados da otimização indicam que, para alcançar uma participação de geração de energia por fontes alternativas de 53%, são necessárias algumas unidades centrais de armazenamento com uma capacidade relativamente baixa, de aproximadamente 1,6 GW. Ao adicionar uma restrição, que busca atingir uma quota de geração por fonte alternativa de pelo menos 66%, as capacidades de armazenamento aumentam para quase oito vezes a capacidade original.

Mohagheghi et al. (2018) apresentaram uma revisão crítica dos principais avanços em estudos envolvendo o FPO em tempo real, em sistemas com forte penetração de energia eólica. Os métodos avaliados foram classificados em duas categorias principais: sistemas de

gerenciamento de energia no modo off-line (abordagens determinísticas e estocásticas) e no modo tempo real (métodos baseados em satisfação e em FPO). Os desafios associados à incorporação de sistemas de armazenamento de energia em baterias nas redes elétricas são explorados e conclui-se que a pesquisa atual sobre FPO em tempo real não é suficiente, e novas abordagens de solução são necessárias.

Hmida et al. (2018) apresentaram um algoritmo original para resolver doze estudos de caso de problemas simples e multiobjetivo de FPO para sistemas de energia modernos, incluindo geradores baseados em energia eólica e fotovoltaica. Os resultados mostraram que a metaheurística é muito eficaz para aplicações de grande escala, devido à rápida convergência e pouquíssimas chances de ficar preso nos mínimos locais. Os resultados obtidos foram comparados com soluções de FPO recentemente publicadas e constatou-se que a metaheurística proposta é mais eficiente.

Vasquez et al. (2018) apresentaram uma proposta para otimizar o despacho econômico de energia dentro de uma micro rede, considerando previsões conhecidas de demanda, radiação solar e velocidade dos ventos para um determinado período de tempo. O FPO é solucionado por três algoritmos de otimização diferentes, disponíveis no Matlab: o método de pontos interiores, um algoritmo genético híbrido baseado no método de pontos interiores, e uma busca direta híbrida também baseada neste método. Com a utilização da geração distribuída as importações de energia da rede principal são minimizadas e a demanda de carga local é suprida a qualquer instante. Com relação aos resultados alcançados, os três métodos de otimização obtêm o mesmo valor para função objetivo, porém o algoritmo genético híbrido baseado no método de pontos interiores apresentou convergência em menor intervalo de tempo.

A crescente importância da geração de energia por fontes alternativas em redes de distribuição, requer para o gerenciamento de energia reativa, uma maior coordenação entre operadores de sistemas de transmissão e de distribuição. Para este propósito, em 2018, Stock et al., desenvolverem um FPO, a fim de avaliar a flexibilidade das potências reativas das redes de distribuição, no despacho combinado da geração distribuída com os tradicionais geradores síncronos. A troca de informações entre distribuição e transmissão é limitada ao mínimo, a fim de preservar a segurança dos dados. As simulações mostram o benefício de envolver parques eólicos em suporte de potência reativa, reduzindo as perdas tanto na distribuição quanto na transmissão.

Em 2019, Dorostkar-Ghamsari et al. apresentaram uma estrutura estocástica de dois estágios hierárquicos para a operação de redes de distribuição, com alta penetração de energia

eólica. No primeiro estágio as incertezas nas previsões da geração por fonte eólica, nos preços da energia e nos perfis de carga são baseadas em uma abordagem de programação estocástica, mediante cenários. O objetivo é minimizar o custo de operação enquanto satisfaz os níveis aceitáveis de risco para o sistema elétrico. No segundo estágio as compras de energia no mercado em tempo real, os despachos das eólicas, os cortes de carga e as reconfigurações de rede são explorados.

### 2.1.2 Abordagens referentes as técnicas de otimização envolvendo informações qualitativas

Abordagens probabilísticas ou estocásticas e até mesmo abordagens determinísticas tem sido bastante utilizadas em técnicas de otimização a fim de representar o comportamento intermitente ou incerto de fontes alternativas de energia, como a eólica e a solar. Porém sabe-se que estas abordagens não são capazes de representar as informações qualitativas que residem no conhecimento humano. Com a lógica fuzzy, proposta por Zadeh (1965), essas informações passaram a ser representadas por modelos matemáticos, inclusive em soluções envolvendo o FPO.

A lógica fuzzy associada as técnicas de otimização, principalmente ao FPO, tem sido promissora na análise de sistemas elétricos de potência. A representação de funções com objetivos conflitantes, de restrições operacionais, da demanda, de fontes alternativas de energia e da velocidade dos ventos tem sido alguma das aplicações da lógica fuzzy no FPO. Além da representação de grandezas elétricas, a lógica fuzzy tem sido também utilizada para aprimorar processos de otimização, sendo inclusive aplicada no pós-processamento de soluções ótimas, conforme explorado nesta pesquisa. A seguir, em ordem cronológica é apresentado um histórico de técnicas de otimização associadas ao processamento de informação qualitativas, através da lógica fuzzy, principalmente no FPO.

Em 1992, Tomsovic propôs uma abordagem de programação linear fuzzy como um método de controle de tensão e potência reativa, em estado estacionário. Múltiplos objetivos e restrições são modelados por conjuntos fuzzy através de funções de pertinência. Sob esta definição, o problema de otimização fuzzy é reformulado como um problema de programação linear padrão. A nova função objetivo representa o compromisso entre a concorrência de objetivos e restrições. Os benefícios resultam da simplificação do processo de estabelecer restrições e objetivos razoáveis para um problema específico a ser abordado.

Através de uma metodologia incremental foi proposto por Miranda e Saraiva (1992) um problema de fluxo de potência ótimo DC, no qual as energias alternativas de natureza intermitente e as demandas são representadas por números fuzzy na forma trapezoidal. A solução se inicia a partir de um ponto ótimo de operação que satisfaça as equações de balanço de potência. Em seguida são identificados os limites violados de geração de energia e fluxo de potência. As mais graves violações de fluxo de potência, tem suas restrições incorporadas no modelo de otimização incremental, para que se possam alcançar os desvios das gerações iniciais necessários para cancelar as violações selecionadas.

Em 1993, Abdul-Rahman e Shahidehpour propuseram um despacho ótimo de potência reativa através de uma programação linear fuzzy, com o objetivo de melhorar os perfis das tensões e minimizar as perdas no sistema elétrico considerado. Visando reduzir as dimensões do problema são definidos subproblemas através da decomposição de Dantzig-Wolfe. Em cada subproblema, a função objetivo linearizada, que representa as perdas de potência, e as restrições de tensão, são modeladas através de declarações linguísticas, como conjuntos fuzzy. A solução é direcionada para os melhores perfis de tensão nas barras, garantindo segurança ao sistema analisado.

Abdul-Rahman e Shahidehpour (1993) apresentaram uma formulação matemática para o problema de controle ótimo de potência reativa, através da teoria dos conjuntos fuzzy. O problema de otimização linear é formulado por função objetivo e restrições modeladas por conjuntos fuzzy. Os objetivos são minimizar as perdas de potência ativa e melhorar os perfis de tensão de um determinado sistema. As variáveis de controle de tensão envolvem as posições dos taps dos transformadores e as injeções de potência reativa por banco de capacitores. O espaço de solução é definido como a interseção dos conjuntos fuzzy que descrevem as restrições e a função objetivo. Neste caso, o problema ideal de controle de potência reativa se tornará o de maximizar essa interseção.

Em 1994, Saraiva, Miranda e Pinto apresentaram um modelo de fluxo de potência ótimo fuzzy através do qual se pode derivar, em função das incertezas da carga, as distribuições de possibilidades para geração de energia elétrica, fluxos de potência e potências não supridas. A primeira etapa consiste em solucionar um FPO DC determinístico, que contempla as equações de equilíbrio das potências ativas e as restrições dos limites dos fluxos de potência nas linhas de transmissão. Nesta etapa os valores centrais das funções de pertinência associadas às cargas são especificadas. Em seguida os custos dos geradores são linearizados de modo a serem representados por uma série de geradores fictícios com custos incrementais constantes.



Nesta última etapa a função de pertinência dos geradores, dos fluxos de potência nas linhas de transmissão e das potências não supridas são obtidas em função da solução de estudos paramétricos, através de operadores fuzzy.

Abdul-Rahman e Shahidehpour, em 2014, apresentaram uma formulação matemática para o planejamento ótimo da energia reativa, levando em consideração as restrições de segurança estática e as incertezas não-probabilísticas associadas às cargas. O processo de planejamento é decomposto em problemas de investimento e de operação, através da decomposição de Benders generalizada. Os custos são considerados no problema de investimento. O problema da operação é decomposto em 4 subproblemas através da decomposição de Dantzig-Wolfe. A modelagem de sistemas de energia multi-áreas é considerada aplicando uma segunda decomposição de Dantzig-Wolfe a cada subproblema, reduzindo significativamente as dimensões do problema para aplicações em computadores pessoais. Ainda no problema de operação os valores de carga, a função objetivo que minimiza as perdas e as restrições de tensão, dentro de cada área são modelados por conjuntos fuzzy, para a análise de segurança estática. A solução global é um compromisso entre economia (menores custos de investimento e operação) e segurança (região viável no controle das tensões).

Ainda em 1994, Chen e Liu apresentaram um método iterativo e satisfatório fuzzy para resolver um problema de planejamento de potência reativa multiobjetivo. O método proposto assume que os tomadores de decisões possuem metas imprecisas ou fuzzy para minimizar os custos de operação e os desvios nas tensões e maximizar a margem de segurança, dentro de um cenário de necessidade de cumprimento com as tradicionais restrições operacionais de sistemas elétricos de potência.

Em 1995, Abdul-Rahman e Shahidehpour apresentaram uma formulação matemática para o FPO onde os objetivos conflitantes de despacho de geração de energia com mínimo custo e despacho com mínima emissão de poluentes são modelados por conjuntos fuzzy. As incertezas das demandas são representadas por modelos trapezoidais fuzzy, enquanto os defasadores angulares são representados como injeções de potências ativas equivalentes, visando evitar sobrecarga em linhas de transmissão. As dimensões do problema são reduzidas através da decomposição de Dantzig-Wolfe. Restrições de contingência participam da formulação do problema, onde a solução final é um compromisso entre custo de geração de energia, segurança estática e considerações sobre emissões de poluentes.

Em 1996, Edwin Liu e Guan propuseram um FPO que utiliza programação linear sucessiva para alcançar os menores custos de geração de energia. As restrições dos limites dos

fluxos das potências ativas nas linhas de transmissão são modeladas por conjuntos fuzzy, a fim de permitir algumas violações nestes limites, desde que não comprometam o desempenho do sistema. Para comportar sistemas de grande porte faz-se uma redução no número de variáveis de controle através de restrições fuzzy. A técnica proposta comprova que o número total de ações de controle pode ser razoavelmente reduzido com um pequeno aumento nos custos de geração de energia e com a violação de alguns limites das linhas de transmissão.

Ainda em 1996, Saraiva, Miranda e Pinto apresentaram uma abordagem baseada em simulações de Monte Carlo para avaliar a confiabilidade dos sistemas de geração e transmissão de energia. Neste algoritmo, são utilizados modelos probabilísticos para representar o ciclo de vida dos componentes do sistema e modelos fuzzy para modelar as incertezas relacionadas ao comportamento futuro da carga. Para cada estado amostrado, um fluxo de potência ótimo é executado para que se construa a função de pertinência para a energia não suprida.

Em 1997, Ramesh e Li apresentaram uma abordagem baseada na lógica fuzzy para o problema de FPO com restrições de contingência, com o objetivo de minimizar os custos operacionais pré-contingência e os tempos para uma ação corretiva após uma contingência. Através de um procedimento sistemático são especificados os parâmetros de tolerância necessários para obter a função de pertinência dos objetivos. A abordagem permite modelar objetivos conflitantes entre a operação segura e a operação econômica, além de disponibilizar curvas de Pareto que podem orientar os operadores do sistema em relação ao compromisso entre custo e segurança durante as contingências.

Ainda em 1997, Lu e Hsu, apresentaram uma abordagem de programação dinâmica fuzzy, para ajustar as potências reativas em uma subestação de distribuição. O processo de otimização adotado contempla a combinação da atuação de comutadores de tap com a atuação de banco de capacitores. O controle das tensões nos barramentos secundários de transformadores, o controle de tap destes equipamentos, e o número limite de chaveamento dos comutadores dos bancos de capacitores são modelados na função objetivo, por funções de pertinência fuzzy.

Em 1999, Vlaisavljevic et al., demonstraram a viabilidade de um sistema especialista fuzzy, baseado na programação linear, para o problema de despacho ótimo de sistemas de energia. O desenvolvimento é orientado para o reescalonamento corretivo, onde a principal contribuição é remover as violações dos limites das tensões e das sobrecargas reativas em linhas de transmissão, de acordo com um cronograma de potência reativa existente. A função objetivo do FPO, que contempla o despacho econômico e o mínimo rescalonamento, bem como as

restrições dos limites das potências ativas e reativas e das tensões são representados por modelos fuzzy.

Ainda em 1999, Venkatesh, Sadasivam e Abdullah Kahn apresentaram um método de otimização da potência reativa, baseado na programação linear fuzzy sucessiva, visando minimizar as perdas de transmissão e melhorar os perfis das tensões. O método atribui à função objetivo, que consiste em minimizar as perdas em linhas de transmissão, um parâmetro de satisfação que define o grau de proximidade dessa função do estado atual ao ideal. Do mesmo modo, para as restrições dos limites das tensões nos barramentos de carga são atribuídos parâmetros de satisfação que descrevem o grau de aplicação dessas restrições. O método proposto é eficiente e confiável em sistemas com quedas de tensão graves e potências reativas insuficientes, pois é capaz de maximizar a aplicação das restrições de tensão em barramentos com cargas violadas, pressionando as tensões violadas em direção aos limites, minimizando as perdas de transmissão, ao mesmo tempo em que impõe rigorosamente todas as outras restrições do problema.

Em 2000, Venkatesh, Sadasivam e Abdullah Khan, apresentaram um problema de programação não linear para otimização de potência reativa. Os objetivos consistiram em minimizar as perdas em sistemas de transmissão e maximizar a estabilidade das tensões, sujeitos à máxima satisfação das restrições de tensão nos barramento com cargas violadas. A função objetivo e as restrições dos limites das tensões são representadas por modelos fuzzy. O problema é sucessivamente linearizado em torno do atual estado operacional e solucionado através do método de programação linear fuzzy multiobjetivo.

Ainda em 2000, Hsiao e Chien, apresentam uma combinação da lógica fuzzy com a técnica de algoritmos genéticos para resolver o problema de restauração de cargas em redes elétricas. A formulação proposta considera na função objetivo a maximização da quantidade total de carga a ser restaurada, bem como a minimização: do número de operações de comutação dos transformadores, dos desvios das tensões nos barramentos, das correntes nos alimentadores e dos carregamentos dos transformadores. A função objetivo é modelada por conjuntos fuzzy, permitindo modelar os diversos objetivos. As restrições operacionais, a estrutura radial da configuração da rede e a sequência das operações de comutação participam da formulação do problema.

Em 2001, Wu propôs um problema de FPO baseado no método de pontos interiores preditor corretor, onde a cada iteração, com o auxílio da lógica fuzzy, identifica-se um novo

parâmetro barreira para cada par de complementaridade. Em sistemas de grande porte, a técnica proposta reduz em torno de 20% o tempo de processamento dispendido pela CPU.

Ainda em 2001, Venkatesh, Sadasivam e Abdullah Kahn apresentaram um método de otimização visando melhorar o planejamento de energia reativa. O objetivo consiste em minimizar as perdas de transmissão e as potências reativas injetadas por banco de capacitores, reduzindo com isso os custos com a instalação desses bancos em sistemas de potência. O método atribui à função multiobjetivo, parâmetros de satisfação que definem o grau de proximidade da função objetivo do estado atual ao ideal. Do mesmo modo, para as restrições dos limites das tensões nos barramentos de carga são atribuídos parâmetros de satisfação, que descrevem o grau de aplicação dessas restrições. O método de programação linear sucessiva multiobjetivo baseado em lógica fuzzy é muito eficaz ao planejar sistemas que apresentam violações severas de subtensão devido a insuficiência de potências reativas, pois é capaz de relaxar seletivamente certas restrições de tensão, ao mesmo tempo em que impõe rigorosamente todas as outras restrições do sistema.

Em 2004, Venkatesh, Ranjan e Gooi apresentaram um novo método para melhorar a reconfiguração de sistemas de distribuição radial. No método proposto, modelos fuzzy são utilizados para criar uma função objetivo capaz de maximizar as cargas do sistema, mantendo níveis de tensão aceitáveis. A reconfiguração ótima envolve a seleção do melhor conjunto de ramos a serem abertos, um de cada loop, de modo que os sistemas de distribuição radiais resultantes alcancem o desempenho desejado diante das cargas maximizadas.

Ainda em 2004, Huan e Huan apresentaram um problema de otimização de controle adaptativo de carga, principalmente referente ao ar condicionado no horário de pico e, por consequência oferecer reserva de energia para serviços auxiliares. A função objetivo compreende a redução dos custos de operação, enquanto as restrições de balanço de potência ativa contemplam um controle de carga a ser interrompida. Participa ainda das restrições do problema um controle de interrupção ou não das cargas do ar condicionado, conforme pesquisa de satisfação do cliente. A função objetivo e as restrições são modeladas através de funções de pertinência fuzzy e a solução é alcançada através de programação dinâmica recursiva.

Em 2007, Zhang, Li e Tolbert, apresentaram uma revisão de diferentes objetivos, restrições e algoritmos utilizados no planejamento da potência reativa baseado no FPO. Dentre as diferentes avaliações, estão aquelas que utilizam a lógica fuzzy para representar, na função objetivo, as incertezas dos mínimos custos com a geração de reativo e das mínimas perdas de potência ativa. Também através da lógica fuzzy são modeladas as incertezas apresentadas nas

restrições do problema. Da revisão conclui-se que a utilização da lógica fuzzy combinada ao FPO é promissora nas análises de potência reativa em sistemas de energia.

Ainda em 2007, Assis, Falcão e Taranto, propuseram uma metodologia para calcular a capacidade de transmissão de potência entre duas áreas de um sistema de energia, considerando avaliações de segurança estática e dinâmica. Em um primeiro momento, um algoritmo de FPO é executado a fim de maximizar o intercâmbio de energia entre dois sistemas e, neste caso são realizadas avaliações do ponto de vista estático. A partir da solução do FPO são realizadas avaliações do ponto de vista dinâmico, como transientes de tensão, estabilidade, entre outros. Se algum limite dinâmico é violado novas restrições são incorporadas ao FPO visando contornar a violação e, portanto um novo limite de transmissão seguro é encontrado. As novas restrições podem ser simples, como novos limites de transmissão ou mais elaboradas, através de sistemas de inferência fuzzy, que impulsionam o redespacho de potência ativa.

Em 2008, Matos e Gouveia apresentaram um algoritmo de fluxo de potência fuzzy, a fim de analisar o impacto das incertezas da demanda e da geração de energia, quando informações estatísticas não estão disponíveis. A função objetivo, que consiste em otimizar as injeções de potência ativa, bem como as restrições dos limites de fluxos de potência, nos ramos do sistema considerado, são representados por números fuzzy trapezoidais. A metodologia também define índices capazes de quantificar a adequação da rede de transmissão, tanto em termos locais como globais, para o cumprimento com a demanda.

Em 2010, Mahdad, Srairi e Bouktir, apresentaram uma abordagem que combina um algoritmo genético paralelo eficiente para o planejamento ótimo das potências ativas, com regras simples especialistas, baseadas em lógica fuzzy para controle das potências reativas. A abordagem contorna o excessivo tempo computacional requerido por algoritmos genéticos para solucionar problemas de fluxo de potência ótimo, em sistemas de larga escala. O FPO é decomposto em dois sub-problemas. O primeiro é relacionado ao planejamento ótimo das potências ativas, a fim de minimizar o custo com combustíveis. O segundo é projetado para corrigir os desvios das tensões e as violações de potências reativas através de compensadores estáticos.

Em 2011, Sivasubramani e Swarup, apresentaram um problema de fluxo de potência ótimo multiobjetivo, solucionado pelo método de busca harmônica. Este método é uma analogia ao processo de improvisação que os músicos recorrem para obter uma melhor harmonia em composições. Através de uma pesquisa aleatória estocástica, o algoritmo encontra o perfeito estado de harmonia, para determinar o valor ótimo da função objetivo, que consiste em

minimizar as perdas ativas em linha de transmissão, o custo de combustível e um indicador de qualidade de tensão. O algoritmo de busca harmônica gera um conjunto de soluções ótimas de Pareto para o problema de FPO, com objetivos concorrentes. Um mecanismo baseado em fuzzy é usado para encontrar uma solução de compromisso entre as soluções ótimas de Pareto.

Ainda em 2011, Liang, Chen e Chen apresentaram uma abordagem de otimização fuzzy com objetivo principal de encontrar diariamente, uma combinação ótima da posição dos taps dos transformadores, com os status de ligar/desligar banco de capacitores, em um sistema de distribuição com incertezas na demanda e na energia produzida por fonte eólica. A abordagem visa minimizar os desvios de tensão nos barramentos secundários dos transformadores, as potências reativas que fluem através desses equipamentos e as perdas de energia em alimentadores. A função objetivo bem como a representação das demandas de potências ativa e reativa e a velocidade dos ventos são representados por funções de pertinência fuzzy.

Em 2012, Patra e Goswami apresentaram contribuições para o problema de fluxo de potência ótimo solucionado pelo método de Newton, visando melhorar o processo de convergência através de adaptações nas restrições de desigualdades e nas variáveis discretas. A convergência do FPO é melhorada pela aplicação de novos limites, baseados na lógica fuzzy e em técnica de relaxamento, nas restrições de desigualdade que oscilam em torno de seus valores limitantes. A dificuldade de manipular variáveis discretas com grandes tamanhos de passo é contornada utilizando multiplicadores ótimos. As variáveis discretas são inicialmente tratadas como contínuas. À medida que a solução é abordada, o multiplicador ótimo é calculado de forma que a variável assume automaticamente o valor discreto mais próximo.

Em 2012, Arenja e Venkatesh consideraram os valores médios das potências ativas produzidas por geradores eólicos, para transformar o problema de fluxo de potência ótimo probabilístico em um problema de fluxo de potência ótimo determinístico, o qual foi solucionado com os fundamentos da técnica de Lagrange, em que as condições de Karush-Kuhn-Tucker são resolvidas utilizando a técnica de Newton Raphson. Uma vez solucionado o problema determinístico, utiliza-se a técnica de relação linear fuzzy para determinar na solução ótima do problema, a influência dos desvios em relação à média das potências ativas produzidas por geradores eólicos, nas potências ativas produzidas pelos geradores convencionais e nas magnitudes das tensões nodais.

Em 2013, Mohapatra, Bijwe e Panigrahi apresentaram um problema de fluxo de potência ótimo determinístico no qual em um primeiro passo, converge para solução

considerando dados incertos para carga, limites das restrições e coeficientes de custo. O método primal dual de pontos interiores soluciona o FPO através dos métodos de Lagrange e de Newton. Em um segundo passo, são realizadas análises de sensibilidade a partir da matriz hessiana da solução, onde é possível avaliar de modo independente e de acordo com o interesse do analista o impacto da variação dos dados incertos nas variáveis do sistema. Cabe ressaltar que são escolhidos para esta variação somente os dados que estão próximos dos limites pré-estabelecidos, que podem ser definidos por números fuzzy. Uma vez definidas as novas variáveis do sistema em função da análise de sensibilidade, repete-se o processo do primeiro passo até alcançar a convergência do FPO, que não é trivial, cabendo ajustes nos dados incertos.

Kumar e Chatuverdi (2013) apresentaram um problema de fluxo de potência ótimo que minimiza o custo de combustível, ao mesmo tempo em que satisfaz as restrições físicas e operacionais do sistema. A solução do problema é alcançada por quatro métodos distintos: algoritmos genéticos, algoritmos genéticos integrados a lógica fuzzy para seleção das taxas de cruzamento e mutação, enxame de partículas e enxame de partículas integrado à lógica fuzzy para ajuste de inércia. Em linhas gerais, verificou-se que a integração da lógica fuzzy com algoritmos genéticos e com otimização por enxames de partículas melhora o desempenho da solução do fluxo de potência ótimo.

Ainda em 2013, Ghofrani et al., propuseram um fluxo de potência ótimo probabilístico baseado em algoritmos genéticos, que dimensiona adequadamente sistemas de armazenamento de energia, necessários para minimizar os custos de operação e os custos de cargas interrompidas. As incertezas do sistema de energia, incluindo os ventos, as cargas e a disponibilidade dos equipamentos para armazenamento de energia são modeladas estocasticamente, através de funções densidade de probabilidade. As amostras de ventos e das cargas são agrupadas pela técnica fuzzy. Uma análise custo-benefício, a fim de determinar o projeto mais econômico, compara as tecnologias de armazenamento de energia com alternativas convencionais a gás, para integrar a energia eólica de forma confiável. A tecnologia de ar comprimido para armazenamento de energia é explorada no trabalho.

Para considerar as incertezas da energia eólica no planejamento da expansão de redes de transmissão, Hu et al. em 2014, apresentaram para o fluxo de potência, um método de estimativa de pontos estendidos capaz de transformar o modelo incerto em um modelo determinista resolutivo. A solução do algoritmo evolutivo multiobjetivo modificado, é alcançada por um conjunto de soluções de Pareto, que são selecionadas pela lógica fuzzy para definir o esquema final de planejamento. Os objetivos do problema consistem em minimizar os



custos de investimentos e as perdas de potência ativa, bem como otimizar a capacidade de sobrecarga em linhas de transmissão, tanto na operação normal quanto em condição de contingência única.

Em 2015, He et al., apresentaram um algoritmo modificado de colônia artificial de abelhas para resolver um problema de FPO com quatro funções objetivo diferentes. Essas funções contemplam a minimização dos custo com combustíveis, das emissões de poluentes, das perdas de energia e dos desvios das tensões. O método de matemática fuzzy, que utiliza funções de pertinência, é utilizado para difundir as funções objetivo. A abordagem proposta apresentou melhores características de convergência e os resultados tornaram os sistemas de energia mais econômicos e estáveis.

Chen et al. (2015), apresentaram uma metodologia eficiente baseada em otimização por enxame de partículas híbridas adaptativas fuzzy, a fim de obter o controle ótimo das potências reativas e das tensões em redes de distribuição com geradores distribuídos. O objetivo é minimizar os custos com perdas de energia e com a operação de transformadores e de capacitores, sujeito às restrições dos limites das potências reativas de geradores distribuídos, dos desvios máximos das tensões nos barramentos e do número máximo permitido de operações de comutação por dia. O algoritmo proposto é solucionado pela programação não linear inteira mista. Para evitar que a solução permaneça na posição de ótimo local, é utilizada a técnica de inferência adaptativa fuzzy, para aprimorar o método de otimização tradicional de enxame de partículas híbridas.

Ainda em 2015, Ye e Huang apresentaram um algoritmo de fluxo de potência ótimo onde as tradicionais restrições de estabilidade transitória passaram a compor a função objetivo, junto com os demais índices de desempenhos que se deseja monitorar, como minimização dos custos de produção de energia. A solução é alcançada através de um algoritmo genético, que através da inteligência artificial aplicada fornece para analistas de sistemas de potência um conjunto de soluções ótimas de Pareto, definidas em função de um método de peso baseado na variação de uma função de pertinência fuzzy.

Em 2016, Lami e Bhattacharya apresentaram uma técnica de planejamento de sistemas elétricos de potência baseado em confiabilidade. O FPO otimiza o índice de confiabilidade referente ao mínimo corte de carga para determinados conjuntos de barras. Técnicas de agrupamento, inclusive fuzzy, são aplicadas a esses conjuntos, para definir as localizações e os tamanhos ideais de novos recursos energéticos, além do ano de entrada em operação. Com

técnica proposta é possível avaliar a necessidade de novos recursos energéticos para evitar cortes de carga, garantindo a confiabilidade do sistema.

Warid et al., em 2016 apresentaram um problema de fluxo de potência ótimo multiobjetivo, solucionado por uma programação linear sucessiva fuzzy associada ao método de pontos interiores, a fim de processar redes que contemplam a geração distribuída. A função multiobjetivo é representada por modelos fuzzy e minimiza as perdas em linhas de transmissão e os problemas com estabilidade de tensão, ao mesmo tempo em maximiza a margem de reserva de energia de capacitores em derivação. O tamanho ideal da geração distribuída é definido considerando as potências ativas desse tipo de geração, como variáveis de controle.

Em 2016, Pandiarajan e Babulal, propuseram a associação da lógica fuzzy com a otimização por enxame de partículas, para a solução de um problema de alívio de sobrecarga em linhas de transmissão e redução de custos com combustível. O método proposto é capaz de aliviar as sobrecargas nessas linhas com a inclusão de compensadores série e com a reprogramação da geração. Além disso o método proposto fornece menores custos com combustíveis, quando comparado ao método de otimização por enxame de partículas tradicional e adaptativo.

Ainda em 2016, Kayal e Shanda apresentaram um modelo de planejamento para determinar a localização e a capacidade instalada de múltiplas unidades fotovoltaicas e eólicas, além de banco de capacitores, em uma rede de distribuição, com crescimento de carga. A geração de energia intermitente por fontes alternativas é quantificada por funções de distribuição de probabilidade adequadas e incorporada no modelo de planejamento. A função multiobjetivo contempla o incremento da margem de lucro, a redução da emissão de dióxido de carbono, a redução das perdas de energia de distribuição, o aumento do nível de estabilidade da tensão e a melhoria da segurança da rede, considerando os limites das tensões, as capacidades das linhas de transmissão e a penetração de fontes alternativas de energia. O algoritmo multiobjetivo de otimização de enxame de partículas não dominado, juntamente com os critérios de tomada de decisão fuzzy, são utilizados para encontrar a melhor alternativa de alocação das fontes alternativas de energia e dos bancos de capacitores no sistema considerado.

Em 2017, Wafaa e Adessant propuseram um problema de fluxo de potência ótimo multiobjetivo estocástico, com a presença das incertezas da geração de energia por fonte eólica e da resposta da demanda. A função objetivo contempla a minimização dos custos operacionais, das emissões de poluentes e de índices de estabilidade de tensão, os quais detectam colapso de tensão em linhas de transmissão, especialmente após a ocorrência de uma contingência

motivada por elementos dinâmicos do sistema. A técnica fuzzy é utilizada na função objetivo a fim de encontrar a solução ótima. As incertezas dos ventos são formuladas por uma técnica baseada em cenários. Um programa de resposta de demanda é considerado para reduzir as quedas de tensão durante condições de carga pesada.

### 2.1.3 Abordagens referentes as técnicas de otimização envolvendo chaveamentos, recomposições e contingências em sistemas elétricos de potência

A modelagem de chaves e disjuntores se faz necessária em ferramentas de análise de sistemas de potência, a fim de avaliar o comportamento das correntes através destes dispositivos, em função da intermitência das fontes alternativas de energia, como a eólica e a solar, conforme proposto neste trabalho. Desta avaliação é possível identificar a necessidade de substituição de chaves e disjuntores por equipamentos com maiores capacidades de corrente. Neste contexto, as diferentes formas de modelagem de chaves e disjuntores em técnicas de otimização, incluindo o fluxo de potência ótimo, foram investigadas na literatura para a composição da revisão bibliográfica.

Função contínua da equação da reta, injeção de corrente, variáveis inteiras, funções sigmóides contínuas são algumas das formas encontradas na literatura para a representação de chaves e disjuntores em técnicas de otimização, incluindo o fluxo de potência ótimo.

No que diz respeito a aplicação, as técnicas de chaveamento em processos de otimização tem sido utilizadas para restaurar cargas, recompor sistemas, aliviar o carregamento de linhas de transmissão, reduzir perdas de potência, garantir segurança do sistema em condições de contingências, otimizar topologias e despachos de geração, planejar a expandir sistemas elétricos, entre outras aplicações.

Em ordem cronológica são apresentados a seguir os desenvolvimentos encontrados na literatura relacionados as técnicas de otimização, que envolvem condições de chaveamentos.

Em 1988, Schnyder e Glavitsch empregaram o fluxo de potência ótimo para fins de aprimoramento de segurança. O objetivo foi garantir a segurança em sistemas elétricos de potência durante condições de contingência  $n-1$  (perda de um elemento do sistema) considerando duas situações: uma conservadora e outra menos restritiva. O resultado foi alcançado através do conceito de chaveamento corretivo, permitindo tratar contingências da mesma maneira que ações corretivas. As condições geradas por contingências foram convertidas em restrições de desigualdades na formulação do FPO.

Ainda em 1988, Bacher e Glavitsch descreveram um método para minimização de perdas de potência, através do chaveamento de redes de energia elétrica. O método chamado de fluxo de potência com chaveamento ótimo, considera injeções de correntes em uma rede como variáveis, a fim de modelar a operação de chaveamento em um problema de programação linear. A função objetivo, que minimiza as perdas é representada em função da injeção dessas correntes e todas as barras são restringidas por potências ativas constantes, exceto a barra de folga. Neste caso a mudança dessas correntes resulta na mudança das perdas, que são obtida através de uma aproximação em duas etapas. Cada operação de chaveamento otimizada é obtida por uma operação do tipo programação linear seguida por uma atualização do fluxo de carga AC. A interação entre a programação linear e o fluxo de carga AC leva a uma sequência de operações de chaveamento ideais, que reduzem as perdas.

Schnyder e Glavitsch apresentaram em 1990, uma extensão do algoritmo de otimização de topologia baseado em fluxo de potência capaz de definir um sistema seguro diante de contingências (n-1). A extensão do algoritmo está na adição de restrições de contingência que combinam o conceito de segurança (n-1) com o procedimento normal de otimização. As restrições de contingência são configuradas por um modelo de segurança especial, baseado em um modelo de chaveamento linear. No que diz respeito aos custos operacionais, consideram-se diferentes graus de segurança (n-1), especialmente em situações de pós-contingência. A principal contribuição do algoritmo está no desempenho dependente do tempo das alterações da topologia, durante o estabelecimento de um estado normal do sistema perturbado, quando da ocorrência de uma contingência. Por meio de reagendamento pós-contingência, as sobrecargas de curto prazo são toleradas.

Em 1996, Broadwater et al. apresentaram um novo algoritmo para fluxo de potência ótimo em sistemas de distribuição. O algoritmo determina qual barramento ou conjunto de barramentos da subestação deve fornecer energia para uma determinada carga. Esse processo se repete até que todas as cargas sejam atendidas, em um ambiente que visa minimizar os custos com perdas de energia. O novo algoritmo usa a topologia do sistema de energia de forma que todo o sistema não seja considerado em cada etapa. Apenas as partes do sistema contendo cargas mais intimamente conectadas (via caminhos de menor perda) às fontes são priorizadas até que o sistema esteja totalmente carregado. Esse resultado é alcançado com a incorporação do projeto de alocação de chaveamentos no FPO.

Em 2006, Gomes et al. apresentaram uma nova abordagem para recomposição de sistemas de distribuição, baseado no algoritmo do fluxo de potência ótimo que busca minimizar

as perdas de potência. Neste algoritmo as posições abertas/fechadas dos disjuntores são modeladas por uma função contínua da equação da reta. Em um primeiro momento um FPO é executado considerando todos os disjuntores fechados. Em seguida uma técnica heurística é aplicada em uma lista de disjuntores candidatos a contar com a posição aberta, com isso o FPO é executado sucessivamente até que o sistema se torne radial. A solução é alcançada pelo método primal dual de pontos interiores.

Em 2008, Fisher, O'Neill e Ferris apresentaram um modelo de otimização para determinar a topologia ótima da rede de transmissão e o despacho ótimo, para atender a uma determinada carga estática. O problema foi formulado com a programação linear inteira mista, baseado no tradicional fluxo de potência ótimo DC para o despacho de geradores e o atendimento da carga de maneira eficiente. Variáveis inteiras são utilizadas para representar os estados, fechado ou aberto, dos disjuntores das linhas de transmissão. Com o modelo proposto, reduções nos custos com despacho de energia podem ser alcançadas otimizando a rede de transmissão, através do chaveamento dos disjuntores das linhas. Com a metodologia proposta foi alcançada uma redução de 25% nos custos com despacho de energia na rede teste considerada.

Em 2010, Hedman et al. apresentaram uma formulação para o problema de otimização de unit commitment e de chaveamento em sistemas de transmissão, garantindo a confiabilidade a sistemas de energia, sob contingências n-1. O problema é dividido em dois subproblemas, sendo o principal o problema de unit commitment de 24 horas com a formulação do FPO DC que contempla as restrições de contingências n-1, sem o chaveamento de transmissão, ou seja, todas as variáveis binárias são fixadas em um. Uma vez solucionado este problema de otimização, soluciona-se os subproblemas secundários, onde os valores das variáveis de unit commitment alcançadas no problema principal são fixadas e as otimizações ocorrem em torno dos chaveamentos de transmissão. Esse processo é repetido até que não haja alteração na solução ou a janela de tempo da solução esteja esgotada. A proposta demonstra que uma rede elétrica pode satisfazer os padrões de contingência n-1, ao mesmo tempo em que reduz custos de geração ao otimizar a topologia de rede e o despacho de energia.

Khodael, Shahidehpour e Kamalinia em 2010, apresentaram um modelo de planejamento de expansão de sistemas de potência coordenado por chaveamentos realizados em sistemas de transmissão. O planejamento é um problema de longo prazo enquanto o chaveamento controlado é um problema de operação de curto prazo. Os dois problemas são resolvidos separadamente, considerando os períodos de tempo associados. O problema de

planejamento de expansão de capacidade de geração é decomposto em um problema principal e em dois subproblemas. O problema principal utiliza o conjunto candidato para investimentos em unidades geradoras e de transmissão adicionais, para encontrar o plano ótimo em todo o horizonte de planejamento. Os subproblemas utilizam o plano ótimo, e aplicam o chaveamento de transmissão para aliviar quaisquer violações de fluxos de transmissão e calculam o despacho ótimo das unidades geradoras. As contingências da rede de transmissão também são consideradas nos subproblemas.

Ainda em 2010, Khodael e Shahidehpour integraram a técnica de chaveamento realizada em sistemas de transmissão, na seleção ótima de unidades de geração, a fim de alcançar o agendamento ótimo multi intervalo dessas unidades, com restrições de segurança. A decomposição de Benders foi empregada para separar o problema em um problema mestre, que contempla as unidades de geração e um subproblema que contempla a técnica de chaveamento em sistemas de transmissão. O problema mestre minimiza o custo operacional total, através do despacho ótimo horário das unidades de geração, sujeitas aos balanços de potência e aos requisitos de reserva. O subproblema ajusta os agendamentos horários das unidades de geração e aplica o chaveamento ótimo em linhas de transmissão para mitigar as violações dos limites de transmissão, inclusive em condições de contingências.

Em 2012, Fuller, Ramasra e Cha apresentaram uma solução para reduzir os custos de geração de energia através do chaveamento ótimo de linhas de transmissão. Na prática um impedimento para o uso deste tipo de solução é o tempo longo despendido com o chaveamento. Para contornar esta condição o trabalho propõe duas heurísticas que dependem de um parâmetro de classificação das linhas, que é baseado na solução ótima de um problema de fluxo de potência ótimo DC, solucionado através da programação linear. Uma heurística resolve uma sequência de programações lineares, e a outra resolve uma sequência de programações inteira mista com um número reduzido de variáveis binárias. Nos dois casos as linhas são removidas uma a uma, a fim de avaliar a redução dos custos de geração.

Mena e Garcia em 2012, apresentaram um algoritmo heurístico de malha para a reconfiguração ótima de sistemas de distribuição, com base na direção dos fluxos das potências ativa e reativa das ramificações. Primeiramente, um fluxo de potência é calculado para obter os possíveis nós para pontos de interrupção. Uma vez classificado esses nós por critérios de tensão, um novo fluxo de potência é calculado considerando a abertura dos ramos selecionados e o ramo que resultou nas maiores perdas de energia é aberto. O processo é repetido até a rede se

tornar radial. O método proposto permite iniciar a solução com diversos loops em uma rede, e a solução não depende da rede radial inicialmente selecionada.

Ainda em 2012, Jabr, Singh e Pal apresentaram um modelo de programação não-linear inteira mista para o problema de reconfiguração de redes de energia com a presença da geração distribuída. O modelo tem um relaxamento contínuo convexo e a solução ótima é garantida como global. A radialidade da rede é aplicada por meio de restrições de árvore de abrangência, que permitem fluxos de energia bidirecionais, a partir da geração distribuída. Além disso, o modelo pode limitar o número de ações de chaveamento e, portanto, alcançar uma compensação entre a minimização de perdas de energia e o chaveamento excessivo.

Em 2013, Khanabadi, Ghasemi e Doostizadeh apresentaram o chaveamento ótimo de sistemas de transmissão como uma ferramenta de gerenciamento do congestionamento de linhas de transmissão. A proposta visa ajustar as topologias de redes, a fim de despachar as unidades de geração de forma econômica e alcançar maior eficiência no mercado de energia. O chaveamento de transmissão é formulado como um problema de otimização para determinar as linhas mais influentes, como candidatas à desconexão. A fim de aliviar o referido congestionamento sem violar a segurança de tensão, o chaveamento de transmissão é incorporado em um fluxo de potência ótimo com restrições de corrente alternada e variáveis binárias, constituindo um problema de programação não-linear inteira mista, solucionada pelo método da decomposição de Benders. Além disso, é apresentada uma metodologia que fornece uma diretriz para os operadores do sistema, mostrando a ordem dos chaveamentos que devem ser seguidos para aliviar o congestionamento. Também é demonstrado que o chaveamento ótimo baseado na formulação de fluxo de potência ótimo DC pode comprometer a segurança do sistema e, em alguns casos, resultar em colapso de tensão devido às deficiências em seus modelos simplificados.

Em 2014, Deese apresentou um fluxo de potência ótimo que define os status ótimos de chaves/disjuntores, afim de alcançar a reconfiguração ótima de redes elétricas. A ordem de chaveamentos é baseada em técnica de sensibilidade, enquanto a velocidade da reconfiguração da rede ótima é baseada na programação dinâmica para minimizar perdas.

Aman et al. em 2014, apresentaram um novo algoritmo para reconfiguração de redes baseado na maximização da capacidade de carga do sistema. O teorema de bifurcação, conhecido como teorema de fluxo de potência de continuação, e a análise de fluxo de carga de distribuição radial são utilizados para encontrar o ponto de máxima capacidade de carga. No método proposto, para encontrar o melhor ponto de chaveamento, uma abordagem de colônia



de abelhas artificial discreta é aplicada. A teoria dos grafos é utilizada para garantir a radialidade do sistema. Os resultados mostram que ao adicionar mais carga aos barramentos, os limites das tensões prevalecem sobre as restrições de corrente nos ramos do sistema.

Em 2015, Hamon, Perninge e Soder apresentaram um problema de fluxo de potência ótimo estocástico com restrições de riscos operacionais. Esses riscos são definidos como a probabilidade do sistema estar fora do domínio de operação estável, dadas às previsões probabilísticas de incertezas (geração de energia eólica e carga) e as taxas de desligamento de elementos do sistema (geradores e linhas de transmissão). Esse risco operacional pode ser visto como uma formulação probabilística do critério de contingência  $n - 1$ . Por ser um problema não linear pode ser resolvido com qualquer ferramenta de solução de programação não linear.

Capitanescu et al. (2015) apresentaram uma abordagem multiperíodo do FPO, para melhorar a capacidade de hospedagem de sistemas de geração distribuída por meio da aplicação de reconfiguração de redes. Essa reconfiguração é realizada tanto na forma estática, utilizada na etapa de planejamento quanto na forma dinâmica, quando da utilização do chaveamento remoto controlado, juntamente com esquemas de gerenciamento de redes elétricas. O problema é solucionado pela programação não linear inteira mista e visa maximizar a capacidade de hospedagem da geração distribuída sob restrições térmicas e de tensão. A eficácia da reconfiguração dinâmica depende muito do número dos chaveamentos remotamente controlados disponíveis. Isso pode levar a uma maior capacidade de hospedagem da geração distribuída do que a reconfiguração estática, devido à sua capacidade de se adaptar às mudanças nas condições de operação. No entanto, uma vez que as ações de chaveamento controladas remotamente tendem a ser numerosas, a abordagem dinâmica apresenta algumas desvantagens, como o custo com desgaste das ações de comutação dos disjuntores e os riscos de falha desses dispositivos.

Peng, Tang e Low (2015) propuseram um algoritmo heurístico baseado no relaxamento convexo desenvolvido para o fluxo de potência ótimo AC, a fim de resolver o problema de reconfiguração de alimentadores. O algoritmo escolhe o status ligado / desligado de chaves e disjuntores em uma rede de distribuição, a fim de minimizar perdas de energia. O algoritmo é computacionalmente eficiente e é baseado em linhas redundantes. A solução do problema é ótima quando uma única linha redundante precisa ser aberta.

Ainda em 2015, Poyrazoglu e Oh propuseram a solução para um problema de controle ótimo de topologia em uma estrutura de corrente alternada e confiabilidade  $n - 1$ . Inicialmente o problema é dividido em sub-problemas de fluxo de potência ótimo, com o objetivo de

minimizar os custos operacionais de sistemas elétricos, sujeito as tradicionais restrições do FPO, além das restrições das contingências. Cada sub-problema, contempla uma topologia e é solucionado pelo toolbox do Matlab referente a computação paralela. Destas soluções são identificadas as contingências que levam aos menores custos operacionais para composição de um novo FPO que ainda visa minimizar os custos operacionais, porém com solução alcançada através da programação semi-definida. A nova topologia resultante do método proposto garante menores custos operacionais quando comparada com a solução ótima do problema com a topologia original.

Em 2016, Borges et al. apresentaram um fluxo de potência ótimo com o objetivo de restaurar a máxima carga possível em um sistema de distribuição com falha. Os disjuntores são modelados como funções sigmóides contínuas para representar as variáveis inteiras que indicam os estados aberto/fechado destes dispositivos no problema de otimização. Em cada etapa do processo de solução, uma chave é fechada com base nos índices de sensibilidade obtidos do FPO. Consequentemente, uma sequência de chaveamento operacional viável pode ser obtida, indicando que o plano de restauração que pode ser executado sob condições operacionais seguras. Além disso, quando um loop é formado, a técnica proposta indica a melhor opção de chave a ser aberta para manter a estrutura radial da rede. O problema de FPO é resolvido através do método de pontos interiores.

Milano em 2016, comparou três modelos de ramos de impedância zero para análise de fluxo de potência: modelo de pequena impedância, modelo com duas impedâncias fictícias de mesma magnitude e sinais opostos e o modelo de injeção de potência de curto-circuito. A partir deste comparativo propôs um modelo novo que consiste em definir os ramos de impedância nula como injeções de potência de curto-circuito e inserir duas restrições que representam diferenças angulares e magnitude das tensões iguais a zero entre os dois nós que conectam o ramo de impedância nula.

Ainda em 2016, Cao, Du e Wang apresentaram um algoritmo de fluxo de potência ótimo baseado no clima, que considera a integração de parques eólicos e a relação da resistência de linhas de transmissão com a temperatura. Um método de cálculo da relação corrente x temperatura destas linhas, dadas às condições climáticas, é apresentado como um conjunto de equações acopladas de temperatura e fluxo de potência. Um modelo geral simplificado é proposto para calcular a classificação dinâmica de linhas para maximizar a utilização da energia eólica. O método primal dual de pontos interiores soluciona a técnica proposta.

Em 2017, Jiang et al. propuseram um fluxo de potência ótimo com chaveamento de transmissão e que considera a integração de geração por fonte eólica e solar, a fim de promover segurança e economia em sistemas de energia. Utilizando as características de complementaridade no domínio do tempo da geração eólica e solar, o modelo matemático de fluxo de potência ótimo com chaveamento de transmissão é construído com base no fluxo de corrente alternada para garantir a segurança de tensão e melhorar a flexibilidade da operação de sistemas. Uma combinação do algoritmo genético com o método primal dual de pontos interiores não linear é utilizado para a solução do modelo proposto.

#### 2.1.4 Principais referências relacionadas a metodologia expedita proposta

Nesta seção são apresentados as contribuições da literatura que estão estreitamente relacionadas à metodologia expedita proposta, uma vez que as seções 2.1.1, 2.1.2 e 2.1.3 apresentam uma investigação das diferentes contribuições da literatura que associam técnicas de otimização, incluindo o FPO, com fontes alternativas de energia, informações qualitativas através da lógica fuzzy e técnicas de chaveamentos de elementos de sistemas de potência, respectivamente. Essa investigação foi a base para a originalidade da metodologia proposta.

Conforme mencionado no capítulo 1, este trabalho de pesquisa apresenta uma metodologia expedita capaz de acessar os efeitos da geração intermitente de energia por fontes eólica e solar, nas grandezas elétricas de sistemas de potência. Nesta metodologia, os valores mínimos, médios e máximos das potências ativas das fontes de energias eólica e solar são representados por modelos triangulares fuzzy. Essa modelagem é oriunda da aproximação com a distribuição normal da função densidade de probabilidade dessas potências, conforme o trabalho de Arneja e Venkatesh (2012). No trabalho destes autores, apenas as potências ativas das fontes de energia eólica são modeladas como modelos triangulares fuzzy, e representam o comportamento dessas potências ao longo do dia. Diferente do trabalho de Arneja e Venkatesh (2012), na metodologia proposta, os valores mínimos, médios e máximos dessas fontes de energia que formam o modelo triangular fuzzy são determinados com base em um histórico de dados real e representam o comportamento dessas fontes de energia para cada hora do dia e não ao longo do dia, o que reduz os erros no processamento dessas informações.

A definição das distribuições de probabilidade das fontes alternativas de energia tem sido tema de discussão em diversos trabalhos. Li e Zhang (2011) consideram que as fontes de energia eólica devem ser representadas por distribuição não gaussiana. Al Abri, El-Saadany e

Atwa (2013) consideraram para a fonte de energia solar a distribuição de probabilidade Beta e para a fonte de energia eólica a distribuição de probabilidade de Weibull. Chayakulkheere (2014) propôs que as fontes de energia solar são melhor apresentadas pelo distribuição normal da FDP. Biswas, Suganthan e Amaratunga (2017) demonstraram que as funções de distribuição de probabilidade Weibull e lognormal podem ser utilizadas para previsão da produção de energia por fontes eólica e solar, respectivamente. Arneja e Venkatesh (2012) consideraram a FDP normal para as potências ativas das fontes de energia eólica. Destes trabalhos observa-se diferentes distribuições de probabilidade atribuídas às fontes de energias eólica e solar. Cabe ressaltar que essas referências consideram essas distribuições para a representação do comportamento das fontes de energias eólica e solar ao longo do dia, o que pode resultar em maiores erros no processamento dessas informações, quando comparada com a representação para cada hora do dia, conforme proposto neste trabalho.

No primeiro estágio da metodologia expedita proposta, a solução do FPO considera nas equações dos balanços das potências ativas os valores médios das potências ativas das fontes de energias eólica e solar, diferente do trabalho de Arneja e Venkatesh (2012) que considera nessas equações apenas os valores médios referentes as fontes de energia eólica. Além desses valores médios a metodologia proposta é capaz de processar redes no nível de subestação. Com esta modelagem é possível representar explicitamente chaves e disjuntores. Essa representação é alcançada na consideração dos fluxos de potência através de chaves e disjuntores como novas variáveis de estado, junto com as tensões complexas nodais, evitando com isso a representação de ramos com impedâncias muito elevadas ou nulas para representar a posição aberta ou fechada destes dispositivos, respectivamente. Referente a modelagem no nível de subestação, cabe ressaltar o trabalho de Milano (2016) que diferente da metodologia proposta, representou ramos de impedância nula como injeções de potência de curto – circuito, além de inserir duas restrições que representam diferenças angulares e magnitudes das tensões iguais a zero entre dois nós que conectam um ramo de impedância nula. Conforme o trabalho de Milano (2016), a metodologia expedita proposta também considera essas duas restrições no problema de FPO a fim de garantir que chaves e disjuntores estejam fechados. Como resultado do primeiro estágio da metodologia expedita proposta são determinados os valores determinísticos das variáveis do sistema.

No segundo estágio dessa metodologia são determinadas as incertezas das variáveis do sistema. Essas incertezas são determinadas pelas variáveis determinísticas do primeiro estágio com as variáveis fuzzy do sistema. As variáveis fuzzy representam os valores mínimos

e máximos das potências ativas das fontes de energias eólica e solar e são aplicadas a solução do FPO através da análise de sensibilidade qualitativa, a fim de determinar as variáveis fuzzy do sistema. A sensibilidade é dita qualitativa por tratar de informações qualitativas a respeito dessas fontes de energia. A análise de sensibilidade qualitativa aplicada à solução do FPO permite avaliar o impacto da variação dessas fontes de energia na reserva de energia dos geradores convencionais, nas magnitudes das tensões para cumprir com os limites impostos pela autoridade reguladora brasileira e nas correntes através de disjuntores para verificar o correto dimensionamento desses dispositivos por corrente nominal. A análise das correntes através dos disjuntores somente é possível através da modelagem no nível de subestação. Vale ressaltar que o trabalho de Arneja e Venkatesh (2012) apresentou uma técnica similar, utilizando uma relação linear fuzzy à solução do problema do problema, a fim de obter o impacto da variação das fontes de energia eólica em torno do seu valor médio, somente nas potências ativas dos geradores convencionais e nas magnitudes das tensões.

No que diz respeito a análise de sensibilidade aplicada a solução do FPO, cabe ressaltar o trabalho de Mohapatra, Bijwe e Panigrahi (2013), que apresenta uma metodologia similar à metodologia proposta. Neste trabalho os autores apresentaram uma técnica de análise de sensibilidade aplicada a matriz hessiana da solução do FPO, que permite avaliar a variação das incertezas da carga, dos limites das restrições e coeficientes de custo no FPO nas grandezas elétricas do sistema considerado. Vale ressaltar que são escolhidos para variação somente os dados que estão próximos dos limites pré-estabelecidos e que podem ser representados por números fuzzy. Assim que as novas variáveis do sistema são definidas em função da análise de sensibilidade, busca-se novamente a solução do FPO. Diferente do trabalho de Mohapatra, Bijwe e Panigrahi (2013) a metodologia expedita proposta permite a variação das potências ativas das fontes de energias eólica e solar, mesmo que estejam afastadas dos seus limites.

## 2.2 PLANO DECENAL DE EXPANSÃO 2018 – 2027

O Plano Decenal de Expansão (PDE) brasileiro é um documento indicativo, e não uma determinação, quanto às perspectivas da expansão do setor de energia no horizonte de 10 anos. Por disposição constitucional, o PDE é elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com a supervisão do Ministério de Minas e Energia, em associação aos processos de consulta pública que contam com a contribuição da sociedade, através de investidores, agentes de geração, transmissão e distribuição e partes interessadas. Há quase 30 anos esse plano orienta

ações e decisões, no âmbito público e privado, a fim de compor o planejamento da expansão eletro energética do país. Essa expansão é baseada na projeção do crescimento econômico nacional e por consequência na projeção do crescimento da demanda, visando garantir o suprimento de energia para a sociedade com custos adequados e, de modo tecnicamente confiável e ambientalmente sustentável.

O planejamento energético é baseado em três dimensões: econômica, estratégica e social. A econômica busca o desenvolvimento da economia nacional, enquanto a estratégica busca o melhor aproveitamento dos recursos energéticos disponíveis. A dimensão social considera que a expansão da oferta de energia deve ser realizada visando o acesso a toda população brasileira.

Recentemente o PDE passou a contar com condicionantes impostas pela política nacional sobre mudanças do clima, assumidas pelo Brasil no Acordo de Paris. Além disso em 2018 o Brasil se tornou membro associado da Agência Internacional de Energia, projetando o país no debate energético mundial.

A expansão da oferta de energia elétrica é realizada pelo Modelo de Decisão de Investimento (MDI) que alcança a oferta ótima de energia, minimizando os custos totais de investimentos e operação, sujeitos as restrições de confiabilidade. Os resultados alcançados no MDI são ajustados no modelo de despacho hidrotérmico do programa Newave. Nesse processo de otimização, os cronogramas de implantação de usinas e de sistemas de transmissão são coordenados, a fim de evitar o descompasso na construção destes ativos. Cabe ressaltar que em 2027 o sistema interligado nacional deve contemplar um total de 197.000 quilômetros em linhas de transmissão. O atendimento a demanda máxima instantânea e a análise horária também são incorporados no processo de otimização.

No atual situação econômica e política nacional, as incertezas são envolvidas em qualquer visão de futuro. Diante deste fato, o plano de expansão de energia elétrica foi desenvolvido com base no exercício de cenários de incertezas. Através de análise de sensibilidade e de conjuntos de incertezas foi constituída uma trajetória de referência para essa expansão.

Para o PDE vigente, compreendido entre os anos de 2018-2027, estima-se a expansão de 10 GW e 5 GW para as fontes de energias eólica e solar, respectivamente, mantendo o reconhecimento internacional do país em gerir recursos energéticos renováveis.

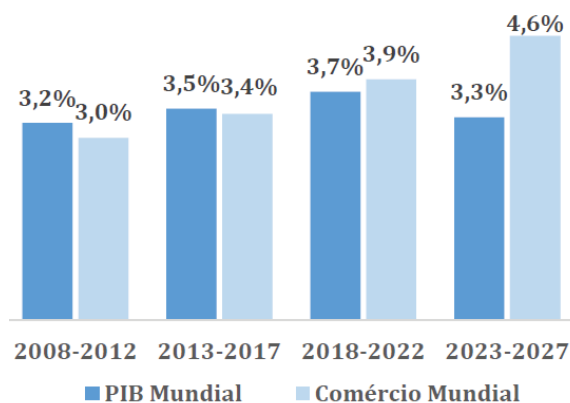
Dentro deste contexto, as considerações do PDE vigente, bem como dos planos anteriores, motivaram o desenvolvimento deste trabalho, uma vez que projetam para um

horizonte de 10 anos a crescente participação das fontes alternativas de energia, como a eólica e a solar, na matriz energética nacional. Questões como estas, tem fomentando a pesquisa sobre o comportamento intermitente destas fontes de energia em ferramentas de análise de sistemas de energia.

### 2.2.1 Cenário Econômico

A análise do cenário econômico mundial foi o ponto de partida para a elaboração do PDE, pois em função da evolução da economia mundial é possível projetar a evolução da economia brasileira. A EPE com base em estudos elaborados pelo Fundo Monetário Internacional (FMI) realizou uma avaliação da economia mundial, em relação ao comércio e ao produto interno bruto (PIB), no período compreendido entre os anos de 2008 a 2027, conforme ilustrado na FIGURA 2.1, a fim de construir uma trajetória de referência para o PDE.

FIGURA 2.1 – EVOLUÇÃO DO PIB E DO COMÉRCIO NO MUNDO



FONTE: PDE – EPE (2018).

De acordo com a FIGURA 2.1 observa-se o crescimento do comércio mundial no horizonte do ano de 2027, inclusive ultrapassando o crescimento do PIB mundial previsto para este período. O PIB representa a soma, em valores monetários, de todos os bens e serviços finais produzidos numa determinada região, quer sejam países, estados ou cidades, durante um período determinado (mês, trimestre, ano, etc).

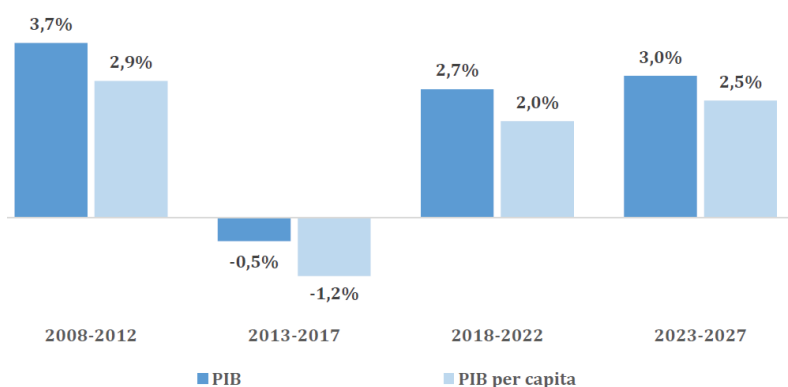
No período compreendido entre os anos 2008 – 2018, observou-se um discreto aumento no PIB mundial, porém para o horizonte de 2027, observa-se uma redução desse valor se aproximando do valor alcançado em 2008. O comportamento do PIB mundial, esta pautado



por desdobramentos e impactos da política comercial protecionista adotada pelo governo americano, questões geopolíticas, o terrorismo e a suave desaceleração da economia da China.

Dadas as projeções da economia mundial, e com base no histórico de estudos de projeção demográfica do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) foi construída uma trajetória para a economia brasileira, baseada em um crescimento com taxas moderadas e recuperação gradual a partir de 2027, conforme ilustrado na FIGURA 2.2.

FIGURA 2.2 – EVOLUÇÃO DO PIB E PIB PER CAPITA NACIONAL



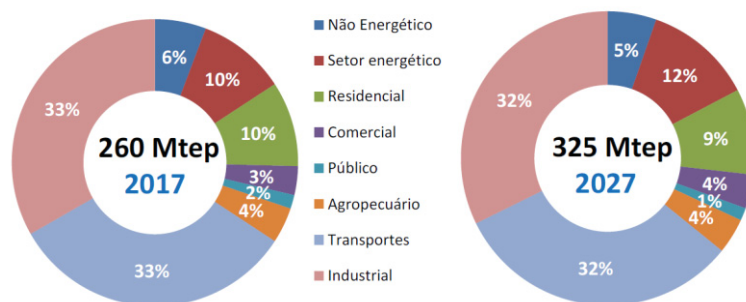
FONTE: PDE – EPE (2018).

No horizonte de 2027 observa-se uma recuperação menor do PIB em relação ao PIB per capita, indicando que os cidadãos se beneficiarão de uma aumento na produção agregada do país. O crescimento da economia no curto prazo é previsto com base na redução da taxa básica de juros, impulsionando os setores de serviços, indústria de transformação e construção civil. Para o longo prazo essa previsão considera como premissa a realização de reformas constitucionais permitindo um maior nível de investimentos, principalmente nos setores de agropecuária e indústria extrativa.

### 2.2.2 Demanda de energia

Uma vez definido o cenário econômico mundial e por consequência o cenário econômico nacional no horizonte decenal é possível projetar a demanda de energia para este período. Para a primeira metade da década do plano decenal, foi previsto um crescimento de 1,9% ao ano na taxa de consumo final de energia, aumentando para 2,6% ao ano na segunda metade da década, resultando numa taxa média de 2,3% ao ano entre 2017 e 2027. A FIGURA 2.3 a seguir, ilustra essa previsão por setor econômico para o horizonte de 2027.

FIGURA 2.3 – CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR SETOR

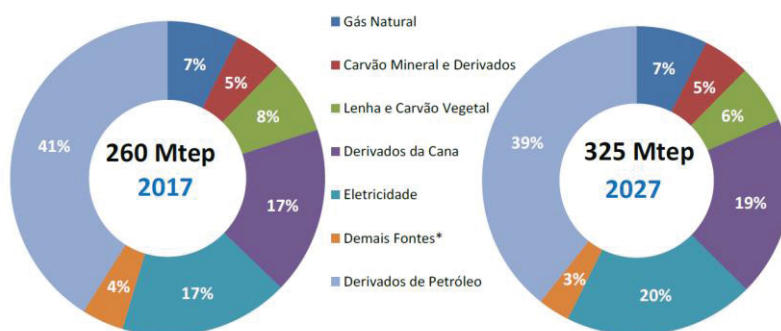


FONTE: PDE – EPE (2018).

Na análise de consumo de energia por setor, ilustrada na FIGURA 2.3, observa-se que no horizonte decenal os setores de indústria e transporte mantêm um percentual de mais de 60 % do consumo total de energia do país. O setor energético influenciado pelo aumento da produção do pré-sal e do setor sucroalcooleiro ganham importância no consumo de energia junto com o setor comercial. A redução do consumo de energia no setor residencial se dá pelo aumento da utilização de lâmpadas com tecnologia LED e pela substituição parcial do consumo de lenha e carvão vegetal por GLP na área rural, além da expansão das redes de gás natural em áreas urbanas. A sigla Mtep apresentada na FIGURA 2.3 corresponde a um milhão de toneladas equivalentes de petróleo, que representa a unidade de energia definida pelo calor libertado na combustão de uma tonelada de petróleo cru, que corresponde a aproximadamente 42 gigajoules. O setor não-energético representa o energético como matéria-prima para outros produtos, como o gás natural utilizado como insumo em refinarias, unidades de fertilizantes e indústria e o petróleo utilizado na produção de asfaltos, solventes, lubrificantes.

Outra análise interessante quando a demanda de energia, consiste na avaliação da evolução da matriz de consumo de energia por fonte para o período compreendido entre os anos de 2017 a 2027, conforme ilustrado na FIGURA 2.4.

FIGURA 2.4 – CONSUMO FINAL DE ENERGIA POR FONTE



FONTE: PDE – EPE (2018).

Em análise a FIGURA 2.4, observa-se que os derivados de cana ganham importância no período considerado enquanto os derivados de petróleo ocupam a maior parte da matriz. A lenha e o carvão vegetal perdem participação em benefício de outras fontes com melhores rendimentos energéticos.

Na evolução da matriz de consumo de energia destaca-se o crescimento de 3,0% da participação da eletricidade no horizonte decenal, reforçando a tendência de crescimento da eletrificação do país. Espera-se que o consumo de eletricidade cresça 28% a mais que a economia brasileira, motivado principalmente pela autoprodução clássica. A autoprodução clássica agrega as mais diversas instalações industriais que produzem energia para consumo próprio, a exemplo dos setores de papel e celulose, siderurgia, açúcar e álcool, química, entre outros. No final do decênio do PDE o consumo de eletricidade deve crescer 3,6% ao ano.

O crescimento no consumo de eletricidade também ocorre nas classes comercial, residencial e no setor agropecuário. O aumento do consumo residencial de eletricidade é alcançado em função do aumento do número de consumidores residenciais, previsto para 84 milhões em 2027, e do aumento do consumo médio residencial, de 196 kWh/mês no final do decênio. O consumo da classe industrial cresce abaixo da média, mesmo assim espera-se que o nível máximo histórico de 185TWh (2013), seja atingido no segundo quinquênio, em função da retomada da capacidade instalada existente.

Ainda sobre a análise do consumo de eletricidade, o PDE avalia a distribuição das cargas de energia ao longo do Sistema Interligado Nacional (SIN). As cargas de energia incluem as perdas de energia na rede de transmissão e o abatimento da geração distribuída. A TABELA 2.1 a seguir, ilustra o crescimento da carga de energia para cada subsistema, bem como para o SIN para o horizonte de 2027.

TABELA 2.1 – SIN E SUBSISTEMAS: CARGAS DE ENERGIA

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	MW médio				
2007	3,547	7,316	31,284	8,372	50,518
2012	4,118	9,068	37,112	10,256	60,553
2017	5,568	10,569	38,166	11,282	65,585
2022	7,287	12,843	45,255	13,315	78,700
2027	8,645	15,490	53,312	15,768	93,214
Período	Variação (% a.a.)				
2006-2011	3,0%	4,4%	3,5%	4,1%	3,7%
2011-2016	6,2%	3,1%	0,6%	1,9%	1,6%
2017-2022	5,5%	4,0%	3,5%	3,4%	3,7%
2022-2027	3,5%	3,8%	3,3%	3,4%	3,4%
2017-2027	4,5%	3,9%	3,4%	3,4%	3,6%

FONTE: PDE – EPE (2018).

Observa-se na TABELA 2.1 que a partir do período compreendido entre 2011-2016, o Norte e o Nordeste foram os subsistemas que apresentaram maior crescimento percentual de carga de energia. Para o ano de 2027 tem-se a previsão de que a carga total do SIN alcance aproximadamente 93 GW de carga de energia.

### 2.2.3 Plano de Expansão da Geração de Energia Elétrica

Um vez projetada a demanda de energia elétrica em função do cenário econômico brasileiro no horizonte do PDE, é preciso estabelecer um plano de expansão do parque de geração de energia elétrica e das principais interligações entre subsistemas, a fim de alcançar o abastecimento de energia necessário para evitar o contingenciamento de cargas no SIN. As decisões desse plano de expansão são determinadas por agentes em ambiente de mercado, através de leilões de energia e contratações no mercado livre.

Além do comportamento da demanda, o plano de expansão da geração de energia elétrica é definido de acordo com premissas baseadas em custos de capital, custos de equipamentos de geração, preços de combustíveis e restrições ambientais, visando atender os quesitos de economicidade, segurança e sustentabilidade no suprimento de energia elétrica.

#### 2.2.3.1 Metodologia

O planejamento da expansão de geração de energia elétrica é realizado no modelo matemático de decisão de investimentos (MDI), desenvolvido na ferramenta computacional IBM ILOG CPLEX. Este modelo busca a expansão ótima da oferta de energia elétrica no horizonte decenal, minimizando os custos totais de investimento e operação, sujeitos as restrições de confiabilidade. O custo marginal de expansão (CME) é um subproduto deste modelo e não um dado de entrada do processo, o que torna o planejamento de oferta de energia mais eficiente e consistente com a lógica econômica.

O MDI contempla a curva de carga em quatro patamares (ponta, pesada, média e leve), fato que permite melhor representar a operação do sistema, principalmente para benefícios provenientes de tecnologias de armazenamento, que poderão ser importantes recursos para os crescentes requisitos de capacidade e flexibilidade.

Os projetos eólicos e fotovoltaicos são representados pela sazonalidade mensal de produção de energia. A representação de projetos eólicos é baseada em dados históricos de medições anemométricas.

Uma vez determinada a expansão ótima no MDI são realizados ajustes através de simulações com o modelo de despacho hidrotérmico Newave, incorporando detalhes adicionais de operação, como a entrada das usinas hidrelétricas em períodos coincidentes com o início de enchimento dos seus reservatórios.

Além disso as simulações do Newave permitem uma melhor avaliação das trocas de energia entre subsistemas através de sistemas de transmissão e, da evolução dos níveis de armazenamento dos reservatórios e dos vertimentos. Os resultados obtidos no Newave não comprometem a otimização da solução do MDI.

A partir dos resultados alcançados no MDI e no Newave, são realizadas análises complementares para atendimento à demanda máxima instantânea. O objetivo é identificar as ações de planejamento necessárias para esse atendimento e tem como critérios e premissas: utilização de demanda máxima instantânea não coincidente entre sistemas, reserva operativa de 5% da demanda, limites de intercambio de patamar de carga pesada e simulação de todas as séries histórica de vazões naturais.

Devido à forte penetração das fontes intermitentes de energia, como solar e eólica, os modelos computacionais com base mensal não vêm se mostrando mais suficientes para a correta simulação dos estudos de planejamento e operação. Neste caso a avaliação do atendimento das demandas máximas e mínimas deve evoluir para o atendimento da demanda horária. O objetivo dessa evolução é verificar se o sistema terá flexibilidade operativa suficiente para elevar sua capacidade de atendimento nas horas de maiores demandas e reduzir geração nos momentos de carga leve, mantendo as médias mensais de geração. O PDE 2017-2026, apresentou algumas análises referentes a demanda horária, ressaltando a importância de realizar o planejamento com base na demanda horária de carga.

#### 2.2.3.2 Diretrizes e Premissas

O plano de expansão de geração de energia elétrica para o horizonte de 2027 tem como premissa a incorporação nos modelos computacionais de todos os empreendimentos de geração e transmissão já contratados. A consideração dos empreendimentos de transmissão é necessária para avaliar a capacidade de escoar a produção de energia elétrica dos novos geradores. Além

das premissas sobre os empreendimentos já contratados, são consideradas as diretrizes de política energética, entre as quais cabe destacar:

- Expansão da oferta eólica de 2.000 MW/ano, sendo 80% alocado na região nordeste e 20% na região sul.
- Expansão da oferta fotovoltaica de no mínimo de 1.000 MW/ano e no máximo de 2.000 MW/ano, a partir de 2023.
- Expansão de pequenas centrais hidrelétricas (PCH) de 350 MW/ano em 2023 e 2024 e 450 MW/ano entre 2025 e 2027.
- Expansão da oferta de biomassa de bagaço de cana de aproximadamente 500 MW/ano, a partir de 2023.
- Expansão de usinas termelétricas a biomassa florestal de aproximadamente 100 MW/ano, a partir de 2024.
- Expansão da oferta de biogás limitada a 30 MW/ano, a partir de 2023.
- Entrada em operação comercial no ano de 2025 da usina hidrelétrica Tabajaras com 350 MW de potência instalada, localizada no rio Ji-Paraná no estado de Rondônia.
- Entrada em operação comercial no ano de 2027 da usina hidrelétrica Castanheiras com 14 MW de potência instalada, localizada no rio Arinos no estado de Mato Grosso.

Além de considerações a respeito de empreendimentos de geração e transmissão, o plano de expansão de energia elétrica considera também as projeções das cargas de energia para todas as regiões do sistema interligado nacional no período compreendido entre 2018 -2027, conforme apresentado na TABELA 2.1.

### 2.2.3.3 Recursos Disponíveis para Expansão da Oferta

Para enfrentar o crescimento da carga, o Brasil dispõe de grande potencial energético, principalmente de fontes renováveis de energia, como hidráulica, eólica, biomassa e solar.

O aproveitamento hidrelétrico ainda se apresenta como um componente importante de oferta de energia no sistema interligado nacional. Grande parte deste aproveitamento está localizado na região norte, porém enfrenta uma série de desafios de caráter ambiental. Ainda sobre este aproveitamento não se pode deixar de lado as usinas de pequeno porte, que também apresentam grande importância para a matriz energética nacional. Neste caso são consideradas

no plano de expansão de energia as usinas hidrelétricas com estudo de viabilidade técnico-econômica em andamento, cujos prazos estimados de desenvolvimento de projeto, de licenciamento ambiental, de licitação e construção permitem a entrada em operação comercial no horizonte decenal.

A oferta de energia eólica já apresenta preços extremamente competitivos em relação as demais ofertas de energia, porém resulta na necessidade de expansão de potência complementar em função do comportamento intermitente na produção de energia.

Quanto a oferta de energia solar, a tecnologia fotovoltaica vem confirmando a expectativa de rápida redução de preços no mercado brasileiro. Talvez essa queda de preços se justifique pelo excesso de equipamentos e baixa demanda interna. Mas a exploração da energia solar ainda apresenta custos de implantação poucos competitivos quando compara com outras fontes de geração centralizada. Estima-se que no horizonte decenal os custos de implantação de geração fotovoltaica apresentem uma tendência sustentável de baixa, como tem acontecido no âmbito internacional.

A bioeletricidade proveniente do bagaço da cana do setor sucroenergético tem se mostrado como grande potencial para a matriz energética nacional. Embora as projeções do aumento da produção de açúcar e álcool impliquem em elevado consumo energético, estudos apontam que os processos estão cada vez mais eficientes, diminuindo anualmente a demanda de bagaço para cada unidade de produto.

Além dessas ofertas de energia o plano de expansão da geração considera também a oferta de fonte de energia através do biogás, insumo energético rico em metano, cujo poder calorífico é similar ao do gás natural. São consideradas também as termelétricas que utilizam biomassa florestal, principalmente o eucalipto e as termelétrica a gás natural e carvão mineral natural. Neste contexto cabe destacar o compromisso de buscar a substituição das termelétricas a carvão mineral natural por tecnologias menos poluentes. A usina nuclear de Angra 3 contempla a oferta de energia somente no final do horizonte decenal. A integração energética com países vizinhos completa as formas de ofertas de energia para expansão da geração.

#### 2.2.3.4 Alternativas para ampliação da capacidade de potência

Além dos tradicionais tipos de oferta de energia, o sistema interligado nacional deve contar com as tecnologias necessárias para o atendimento da demanda instantânea de carga, em qualquer hora do dia. Dentre essas tecnologias cabe destacar as usinas termelétricas de partida



rápida (unidade geradoras com turbinas a gás ou motores de combustão), a repotenciação ou instalação de unidade geradoras adicionais em usinas hidrelétricas existentes, as usinas hidrelétricas reversíveis (caracterizada pelo bombeamento de água de um reservatório inferior para um reservatório mais elevado em períodos de menor demanda), o gerenciamento pelo lado da demanda e o armazenamento químico de energia (baterias).

O gerenciamento pelo lado da demanda introduz os medidores inteligentes e a tarifação dinâmica na chamada rede inteligente ou smart grid. Essas redes são capazes de melhor aproveitar novas tecnologias como geração distribuída, resposta da demanda, armazenamento e veículos elétricos. Neste contexto aparece o protagonismo do consumidor que poderá atuar como demanda, reagindo a estímulos tarifários ou como oferta, disponibilizando energia por ele produzida para os demais consumidores da região. A tarifa branca disponível aos consumidores a partir de 2018 é um indicativo do início do smart grid associado a resposta de demanda de consumidores residenciais. Com a tarifa branca os custos da energia variam durante o dia, cabendo ao consumidor a escolha da hora de consumo.

No horizonte decenal do PDE é possível também considerar o armazenamento de energia elétrica em baterias, atuando como carga ou como gerador de despacho imediato. A introdução de sistemas de baterias no sistema interligado nacional para atendimento de potência adicional dependerá principalmente da evolução dos custos desta tecnologia. Além de baterias existem outras tecnologias promissoras como células de combustível a hidrogênio e armazenamento de energia em ar comprimido.

#### 2.2.3.5 Visões de futuro para o parque gerador de energia elétrica

Tendo em vista as incertezas no processo de planejamento da expansão do parque gerador de energia elétrica, o PDE foi desenvolvido através de um conjunto de cenários de expansão de oferta de energia elétrica. No desenvolvimento destes cenários foi criado primeiramente um cenário de referência que considera no processamento da metodologia de expansão da geração, a previsão da demanda, as diretrizes e premissas, os recursos disponíveis para expansão da oferta e as alternativas para ampliação da capacidade de ponta, anteriormente apresentados. A partir do cenário de referência foram definidos outros cenários. Para o PDE vigente foram elaborados os seguintes cenários:

1. Expansão de referência: considera o cenário de referência para projeção de carga de energia elétrica.

2. Expansão com projeção alternativa de demanda: considera as mesmas premissas da expansão de referência, porém considera uma situação de maior crescimento econômico do país.

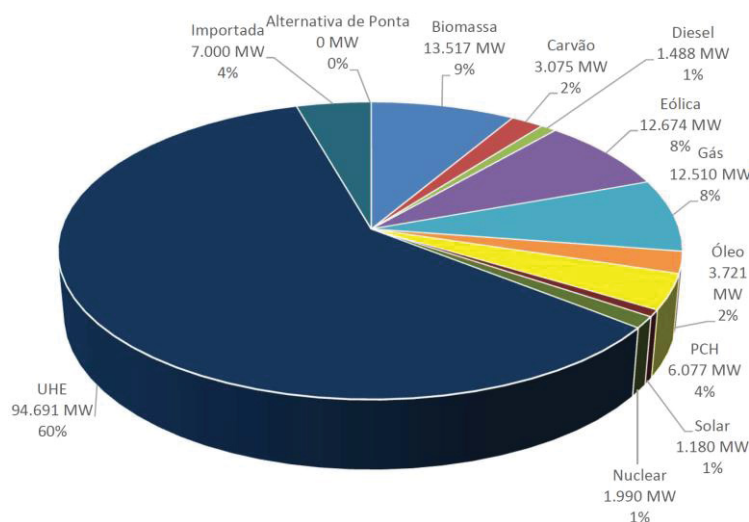
3. Expansão com restrição de entrada de termelétricas a gás natural: considerando o cenário de referência, limita-se a expansão de termelétricas a gás natural.

4. Avaliação da competitividade de termelétricas a gás natural do pré-sal: considerando o cenário de referência, considera-se a possibilidade de contar com termelétricas do pré-sal no horizonte decenal, considerando o preço do combustível reajustado ao mercado nacional.

5. Avaliação sobre a expansão solar fotovoltaica centralizada: para o cenário de referência, avalia-se a penetração da tecnologia fotovoltaica de forma centralizada, como contribuição de ponta. Neste caso considera-se o efeito de redução de 40% dos custos com essa tecnologia no horizonte decenal.

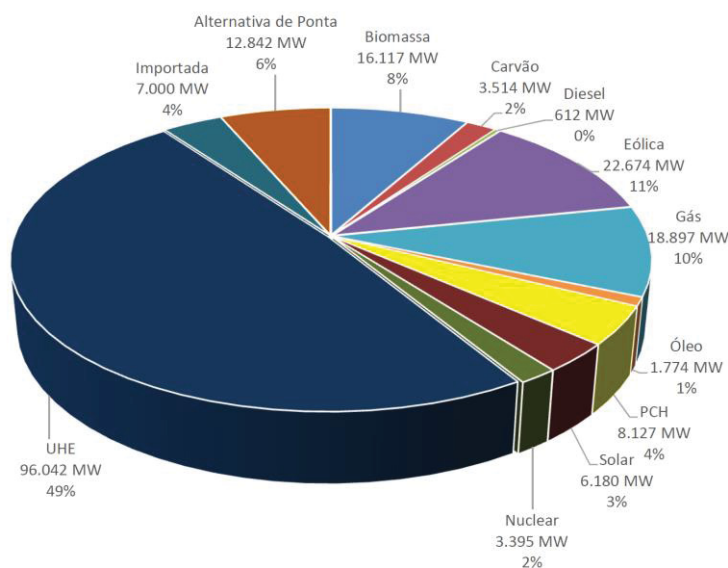
Dentre os cenários avaliados, o cenário de referência se apresentou como o mais vantajoso técnica e economicamente e por este motivo constituiu a alternativa de referência do PDE para expansão da geração de energia elétrica. As FIGURAS 2.5 e 2.6 a seguir, ilustram para o cenário de referência a evolução do percentual de participação das fontes de energia na matriz energética no horizonte do PDE.

FIGURA 2.5 – CAPACIDADE INSTALADA NO SIN EM DEZEMBRO DE 2018



FONTE: Adaptado do PDE – EPE (2018).

FIGURA 2.6 – CAPACIDADE INSTALADA NO SIN EM DEZEMBRO DE 2027



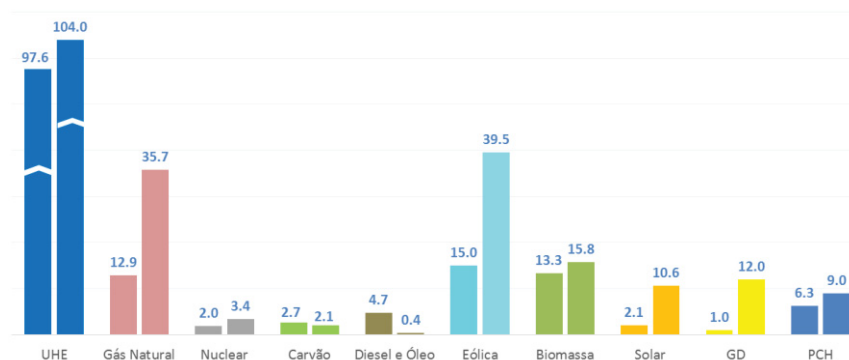
FONTE: Adaptado do PDE – EPE (2018).

De acordo com as FIGURAS 2.5 e 2.6, observa-se no horizonte decenal a redução da participação das usinas hidrelétricas ao mesmo tempo em que se observa o crescimento da participação das fontes eólica e solar, mantendo a matriz energética com a predominância de fontes renováveis e não emissoras de gases causadores do efeito estufa.

Observa-se em 2027 o aparecimento de oferta de energia por alternativa para ponta, no montante de 6% em 2027. A alternativa para a ponta é representada por uma parcela da capacidade instalada que pode ser despachada em alguns momentos ou por fontes que consomem em momentos de excesso para gerar nos momentos de necessidade. São exemplos de alternativa para ponta as termelétricas de ciclo aberto, as usinas reversíveis, a motorização adicional de hidrelétricas, as baterias e o gerenciamento por parte da demanda, conforme descrito no item alternativas para ampliação da capacidade de potência, deste trabalho.

No período de finalização deste trabalho de pesquisa, o Plano Decenal do Expansão 2019-2029 estava em audiência pública, ou seja na etapa de finalização da elaboração do plano. Para o ano de 2029 o novo plano prevê a diversificação da matriz energética, conforme a ilustração da FIGURA 2.7.

FIGURA 2.7 – CAPACIDADE INSTALADA EM 2019 E 2029 (GW)



FONTE: PDE – EPE (2019).

Em análise a FIGURA 2.7 observa-se também no novo PDE, a previsão de crescimento da participação das fontes de energia eólica e solar na matriz energética nacional. Interessante observar também o crescimento da participação das termelétricas a gás natural, em função da exploração deste combustível do pré-sal, ou seja da reserva de petróleo que fica abaixo de uma profunda camada de sal, no subsolo marinho brasileiro. A matriz energética do novo plano passou a ilustrar a participação da geração distribuída – GD.

### 2.3 CRITÉRIOS DE ANÁLISE DE SUPERAÇÃO DE EQUIPAMENTOS

Segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS), a rede básica do sistema elétrico brasileiro contempla linhas de transmissão, barramentos e equipamentos de subestação em tensão igual ou superior a 230 kV, incluindo transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV, bem como suas respectivas conexões.

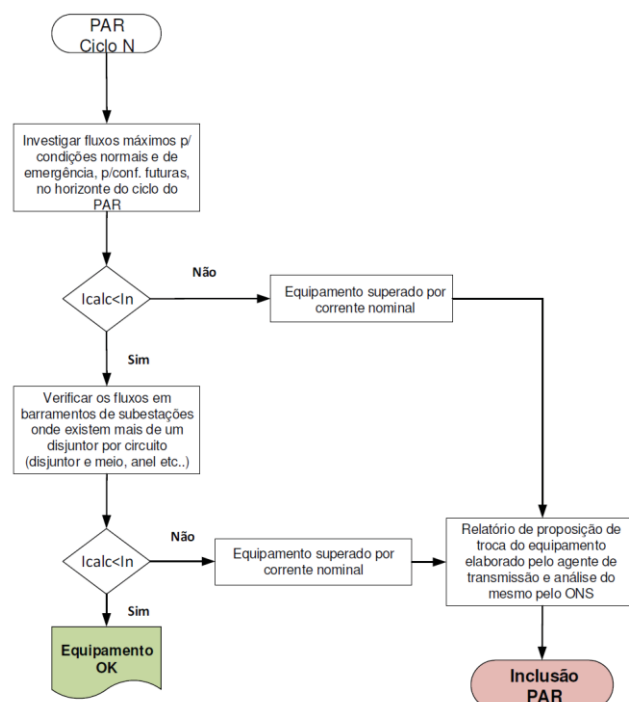
O Plano de Ampliações e Reforços (PAR), atribuído ao ONS, integra o Plano de Expansão Brasileiro com propostas de ampliações e reforços nas instalações da rede básica, visando garantir que as operações futuras da rede elétrica sejam realizadas dentro dos padrões de desempenho e segurança, definidos pelo próprio ONS.

Os reforços apresentados no PAR contemplam a substituição de equipamentos ou instalações de infraestrutura da rede básica, devido a superação das suas capacidades normatizadas, em função do aumento das potências instaladas e da rede de transmissão de energia elétrica e por consequência, do aumento dos níveis de curto-circuito e das correntes de carga da rede.

Dentro deste contexto, o Grupo de Trabalho de Análise de Superação de Equipamentos de Alta Tensão, formado pelo ONS e pelos Agentes de Geração Transmissão e Distribuição, estabelecem os critérios para análise de superação de equipamentos de alta tensão. Dentre esses critérios estão os critérios de superação de disjuntores por corrente nominal e de curto-circuito, explorados nesta pesquisa. A superação de disjuntores por corrente de carga é identificado quando a corrente passante pelo disjuntor é superior a sua corrente nominal, tanto para o sistema pleno (condição n) quanto para o sistema degradado por uma contingência (condição n-1).

A metodologia para análise desta superação consiste em examinar as condições mais severas durante contingências no sistema, que resultem no maior carregamento para as subestações em configurações futuras definidas no horizonte do ciclo de três anos do PAR. Uma vez identificada esta condição, são verificados os maiores carregamentos para cada vão de subestação nas seguintes situações: todos os vãos em operação, um disjuntor em manutenção e uma barra com arranjo disjuntor e meio ou barra dupla, duplo disjuntor, em manutenção. Para disjuntores interligadores de barras com arranjo barra dupla com quatro ou cinco chaves e barra principal e transferência deve ser analisado o maior carregamento quando o mesmo estiver sendo utilizado. O fluxograma da FIGURA 2.8, a seguir, ilustra a metodologia de análise, indicando como  $I_{calc}$  a corrente calculada e  $I_n$  a corrente nominal.

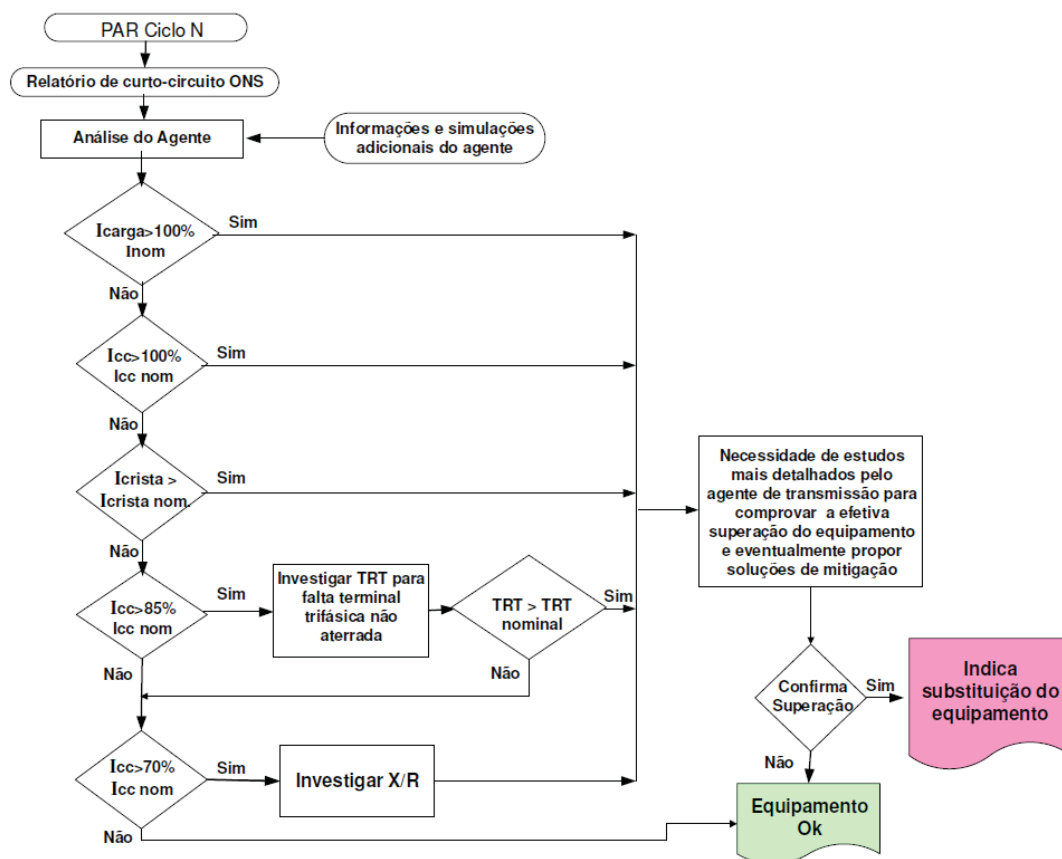
FIGURA 2.8 – FLUXOGRAMA PARA ANÁLISE DE SUPERAÇÃO DE DISJUNTORES POR CORRENTE DE CARGA



FONTE: ONS (2014).

A superação de disjuntores por corrente de curto – circuito ocorre quando em condições normais ou de emergência, as magnitudes das correntes de curto - circuito passantes pelos disjuntores forem superiores as correntes de curto – circuito nominais desses equipamentos. A avaliação detalhada da superação de disjuntores por corrente de curto-circuito envolve a combinação das seguintes grandezas elétricas: corrente de curto – circuito simétrica, crista da corrente de curto – circuito, constante de tempo (X/R) e tensão de restabelecimento transitória (TRT), conforme o fluxograma ilustrado na FIGURA 2.9.

FIGURA 2.9 – PROCEDIMENTOS PARA AVALIAÇÃO DA SUPERAÇÃO DE DISJUNTORES



FONTE: ONS (2014).

A análise de superação de disjuntores por corrente de carga ( $I_{carga}$ ), corrente de curto – circuito simétrica ( $I_{cc}$ ) e crista da corrente de corrente de curto – circuito ( $I_{crista}$ ) consiste em identificar os maiores valores destas grandezas em função das condições de operação do sistema e compará-las com os valores nominais dos equipamentos. Conforme previamente apresentado a avaliação da superação de disjuntores por corrente de carga segue o fluxograma da FIGURA 2.8.

A crista da corrente de curto – circuito é determinada por:

$$I_p = I_{cc}\sqrt{2}(1 + e^{-\frac{tp}{\tau}}) \quad (2.1)$$

onde:

$I_p$ : valor de crista da corrente de curto – circuito

$I_{cc}$ : valor eficaz da corrente de curto – circuito

$tp$ : tempo de crista da corrente de curto – circuito.

$\tau$ : constante de tempo calculada para barra onde o disjuntor está instalado (X/R).

As avaliações envolvendo TRT são realizadas quando a corrente de curto – circuito passante pelos disjuntores atingir 85% da sua capacidade nominal de curto - circuito ( $I_{cc \text{ nom}}$ ). A TRT é a tensão que aparece entre os contatos dos disjuntores durante um comando de abertura. Essa TRT é medida e comparada com envoltórias normalizadas. Caso a TRT medida ultrapasse as envoltórias normalizadas, tem-se a superação do disjuntor por TRT. Neste caso, cada vez que a corrente de curto – circuito passante pelo disjuntor deixa o valor zero, ocorre o reacendimento do arco elétrico entre os contatos dos disjuntores, já mecanicamente separados. A repetição destes reacendimentos pode provocar a explosão do disjuntor. As investigações sobre a superação de disjuntores por TRT são realizadas com a aplicação de faltas trifásicas não aterradas aplicadas nos terminais de linhas de transmissão e transformadores.

As avaliações envolvendo a constante de tempo X/R são realizadas quando a corrente de curto – circuito passante pelos disjuntores atingir 70% da sua capacidade nominal de curto - circuito ( $I_{cc \text{ nom}}$ ). Estas avaliações consistem em verificar se a relação X/R especificada para os disjuntores é superior a relação X/R calculada para a barra onde os disjuntores estão instalados. Caso a relação X/R da barra supere a relação X/R do disjuntor instalado nessa barra, ocorre um atraso na passagem da corrente de curto – circuito pelo valor zero, atrasando portanto a abertura do disjuntor em situação de falta no sistema, o que não é desejável.

Neste trabalho de pesquisa somente as avaliações envolvendo a superação de disjuntores por corrente de carga e por corrente de curto – circuito simétrica são exploradas.



### 3 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO DETERMINÍSTICO ESTENDIDO COM FUZZY

O fluxo de potência ótimo (FPO) teve origem na extensão do despacho econômico, conforme pesquisa realizada por Huneault e Galiana, em 1991. O FPO permite determinar o ponto ótimo de operação de um SEP em relação a um objetivo predefinido, ao mesmo tempo em que cumpre com os limites operacionais impostos pela rede elétrica. O FPO é reconhecido como uma poderosa ferramenta para o planejamento e a operação de sistemas elétricos de potência e tem ganhado importância em análises envolvendo a incorporação das incertezas de fontes alternativas de energia, como a eólica e a solar.

Ao longo dos anos, principalmente devido às incertezas na geração e no consumo de energia elétrica, o FPO foi marcado por uma progressão nas técnicas numéricas de solução e formulação de problemas. Dentre essas técnicas de solução, vale destacar o Método Primal Dual dos Pontos Interiores, aplicado por Granville em 1994, para o despacho ótimo de potência reativa, e que se mostrou robusto em soluções envolvendo grandes sistemas.

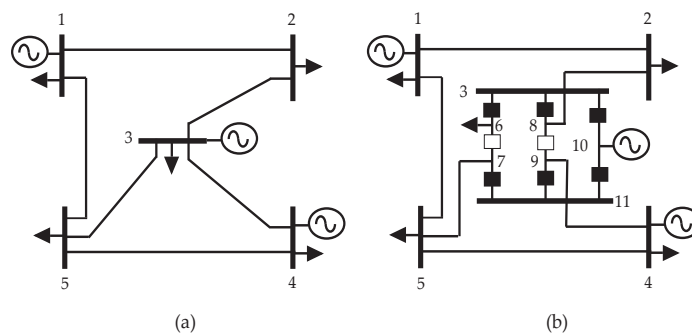
Com base na evolução das técnicas de solução do FPO, na subjetividade do conhecimento qualitativo sobre o comportamento das fontes de energias eólica e solar e na necessidade de verificar o correto dimensionamento de disjuntores em função do comportamento intermitente dessas fontes de energia, este trabalho propõe um fluxo de potência ótimo determinístico estendido com fuzzy (FPO-DEF). O FPO-DEF é capaz de determinar, para cada hora do dia, as incertezas das grandezas elétricas de SEPs em função das incertezas dessas fontes de energia. Estas incertezas são determinadas principalmente para as correntes através de disjuntores, a fim de verificar o correto dimensionamento destes dispositivos por corrente nominal, para as potências ativas produzidas pelos geradores convencionais, para análise de reserva de energia e, para as magnitudes das tensões nodais, a fim de atender aos limites impostos pelas autoridades reguladoras. A análise horária através do FPO-DEF proposto é composta por dois estágios, conforme descrito nas seções seguintes.

#### 3.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO DETERMINÍSTICO ESTENDIDO: PRIMEIRO ESTÁGIO

Neste trabalho, a modelagem da rede elétrica no nível de subestação (NSE) é incorporada na formulação do Fluxo de Potência Ótimo Determinístico Estendido (FPO-DE). Essa modelagem permite a representação explícita de chaves e disjuntores, denominados ramos

chaveáveis, que compõem os arranjos da subestação, diferente da modelagem convencional barra - ramo, que considera esses arranjos como um único barramento. Para ilustrar a modelagem no nível de subestação, a FIGURA 3.1 apresenta um sistema simples de cinco barras (a) onde a barra três passou a contar com essa modelagem, resultando em um sistema de onze barras (b).

FIGURA 3.1 – (A) MODELAGEM BARRA - RAMO E (B) MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO.



FONTE: O Autor (2019).

Com esta nova modelagem, é possível obter, de forma direta, as informações sobre as grandezas elétricas através dos componentes da subestação. Isso inclui os fluxos de potência através de disjuntores, criando subsídios para confirmar algumas especificações técnicas desses dispositivos. Como consequência, essa modelagem exclui a necessidade de utilização de ferramentas de análise complementares para obter essas informações, como ocorre com a modelagem convencional barra - ramo. A fundamentação teórica completa desta formulação pode ser encontrada no trabalho de Rosas (2008).

Deve-se enfatizar que a modelagem no nível da subestação é aplicada somente às subestações previamente selecionadas, que são as subestações através das quais se deseja determinar a distribuição dos fluxos de potência e a influência das fontes eólica e solar. Isso significa que, geralmente as subestações conectadas a essas fontes, serão modeladas nesse nível de detalhe.

A formulação do problema de Fluxo de Potência Ótimo Determinístico Estendido, apresentada neste trabalho, é baseada nas propostas de Carpentier (1962 e 1983), precursoras na otimização do custo de produção de energia elétrica, considerando a modelagem completa da rede elétrica, em conjunto com os limites operacionais do sistema em análise.

Na formulação a seguir, são apresentados os detalhes da modelagem da rede elétrica, no nível da subestação e, das fontes de energias eólica e solar no FPO-DE.

$$\min C(\mathbf{Pg}) = \mathbf{Pg}^t \mathbf{Q} \mathbf{Pg} + \mathbf{b}^t \mathbf{Pg} + \mathbf{co} \quad (3.1)$$

Sujeito a:

$$\mathbf{Pg} + \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{eol}} + \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{sol}} - \mathbf{Pd} = \text{real}\{\text{diag}(\dot{\mathbf{V}}) \cdot (\dot{\mathbf{V}})^*\} + \mathbf{tfl} \quad (3.2)$$

$$\mathbf{Qg} + \mathbf{Bs} - \mathbf{Qd} = \text{imag}\{\text{diag}(\dot{\mathbf{V}}) \cdot (\dot{\mathbf{V}})^*\} + \mathbf{ufl} \quad (3.3)$$

$$f(\theta_{ij}, t_{ij})^{P\theta} = 0 \quad (3.4)$$

$$f(V_{ij}, u_{ij})^{QV} = 0 \quad (3.5)$$

$$\mathbf{Pg}_{\min} \leq \mathbf{Pg} \leq \mathbf{Pg}_{\max} \quad (3.6)$$

$$\mathbf{Qg}_{\min} \leq \mathbf{Qg} \leq \mathbf{Qg}_{\max} \quad (3.7)$$

$$\mathbf{V}_{\min} \leq |\dot{\mathbf{V}}| \leq \mathbf{V}_{\max} \quad (3.8)$$

$$\mathbf{a}_{\min} \leq \mathbf{a} \leq \mathbf{a}_{\max} \quad (3.9)$$

$$\mathbf{b}_{\min} \leq \mathbf{Bs} \leq \mathbf{b}_{\max} \quad (3.10)$$

$$\boldsymbol{\varphi}_{\min} \leq \boldsymbol{\varphi} \leq \boldsymbol{\varphi}_{\max} \quad (3.11)$$

$$-\mathbf{fl}_{\max} \leq \mathbf{fl} \leq \mathbf{fl}_{\max} \quad (3.12)$$

A equação (3.1) representa a função objetivo que minimiza os custos de geração de potência ativa  $\mathbf{Pg}$  por geradores convencionais, onde  $\mathbf{Q}$  é a matriz diagonal com coeficientes quadráticos de custo,  $\mathbf{b}$  é o vetor de coeficientes lineares de custo e  $\mathbf{co}$  é o vetor de custo constante. As equações (3.6) e (3.7) representam as restrições dos limites mínimos e máximos das potências ativas e reativas  $\mathbf{Pg}$  e  $\mathbf{Qg}$  produzidas por esses geradores, respectivamente. As equações (3.8) a (3.12) representam as restrições desses limites para as magnitudes das tensões nodais  $|\dot{\mathbf{V}}|$ , os taps dos transformadores  $\mathbf{a}$ , as potências injetadas pelos compensadores estáticos  $\mathbf{Bs}$ , os ângulos dos transformadores defasadores  $\boldsymbol{\varphi}$  e os fluxos das potências ativas nas linhas de transmissão  $\mathbf{fl}$ , respectivamente.

As adaptações necessárias na formulação FPO-DE, para o processamento de redes elétricas no nível da subestação, são realizadas na extensão do vetor das variáveis de estado, de modo a incluir os fluxos das potências ativas ( $\mathbf{t}$ ) e reativas ( $\mathbf{u}$ ) através dos ramos chaveáveis, junto com as tensões complexas nodais. Este procedimento evita possíveis problemas numéricos na busca de uma solução ótima, motivados pela representação de impedâncias com valores muito altos ou muito baixos, necessários para indicar as posições abertas e fechadas desses dispositivos, respectivamente.

As equações (3.2) e (3.3) representam, respectivamente, os balanços das potências ativas e reativas nos barramentos (ou energia injetada por barramento), ou seja, a diferença entre a potência gerada e a demanda em cada barramento. Como consequência da lei de Kirchhoff, a energia injetada no barramento “k” é igual à soma dos fluxos de potência através de todas as ramificações adjacentes do barramento “k”. Quando a modelagem no nível de subestação é aplicada à rede, como proposto neste trabalho, a soma dos fluxos de potência através de ramos adjacentes deve considerar o conjunto de ramos convencionais adjacentes (linhas de transmissão e transformadores), bem como o conjunto de ramos chaveáveis adjacentes. Os fluxos de potência através dos ramos convencionais é determinado como usualmente, em função das tensões complexas nodais. No entanto, os fluxos de potência através de ramos chaveáveis é escrito diretamente em função das novas variáveis de estado (**t** e **u**).

Para incorporar os fluxos de potência através dos ramos chaveáveis nas equações de balanço de potência (3.2) e (3.3) do FPO-DE, é definida a matriz de incidência barras – ramos chaveáveis **A<sub>bb</sub>**. Com o número de linhas igual ao número de barras do sistema e o número de colunas igual ao número de ramos chaveáveis, cada elemento i-j de **A<sub>bb</sub>** é definido como:

- -1 se o ramo chaveável j estiver conectado ao barramento i e o fluxo estiver orientado a entrar no barramento i.
- 1 se o ramo chaveável j estiver conectado ao barramento i e o fluxo estiver orientado para fora do barramento i.
- 0 se o ramo chaveável j não está conectada ao barramento i.

Em (3.2), **t<sub>fl</sub>** representa o vetor da soma dos fluxos das potências ativas através dos ramos chaveáveis nos barramentos do sistema e pode ser determinado utilizando a matriz de incidência **A<sub>bb</sub>** como indicado em (3.13):

$$\mathbf{t_{fl}} = \mathbf{A_{bb}} \cdot \mathbf{t} \quad (3.13)$$

Similarmente, em (3.3), **u<sub>fl</sub>** representa a soma dos fluxos das potências reativas através dos ramos chaveáveis nos barramentos do sistema, e pode ser determinado através de:

$$\mathbf{u_{fl}} = \mathbf{A_{bb}} \cdot \mathbf{u} \quad (3.14)$$

onde **t** e **u** são os novos vetores das variáveis de estado referentes aos fluxos das potências ativas e reativas em ramos chaveáveis, respectivamente.

A equação (3.4) representa as restrições operacionais ativas que modelam as posições fechadas e abertas de chaves e disjuntores. Essas restrições podem ser reformuladas em função de matrizes de incidência específicas para esse fim, conforme apresentado em (3.15):

$$f(\boldsymbol{\theta}, \mathbf{t})^{p\theta} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_c & 0 \\ 0 & \mathbf{A}_o \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_c \cdot \boldsymbol{\theta} \\ \mathbf{A}_o \cdot \mathbf{t} \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

A matriz incidência  $\mathbf{A}_c$  tem o número de linhas igual ao número de disjuntores fechados e o número de colunas igual ao número de barras do sistema. Esta matriz representa as restrições operacionais dos disjuntores fechados do tipo  $\theta_i - \theta_j = 0$ , onde  $\theta$  é o ângulo das tensões complexas nodais. Portanto, os valores desta matriz são iguais a 1 na coluna “i” e igual a -1 na coluna “j” correspondente ao disjuntor fechado i-j.

A matriz incidência  $\mathbf{A}_o$  tem o número de linhas igual ao número de disjuntores abertos e o número de colunas igual ao número total de disjuntores. Esta matriz representa as restrições operacionais dos disjuntores abertos do tipo  $t_{ij} = 0$ . Os valores desta matriz são apenas diferente de zero e necessariamente iguais a 1 na linha correspondente ao disjuntor aberto i-j e a coluna correspondente a variável de estado (fluxo de potência ativa) associada a este disjuntor.

Uma reformulação similar pode ser realizada nas restrições operacionais reativas de (3.5), como apresentado em (3.16):

$$f(\mathbf{V}, \mathbf{u})^{qv} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_c & 0 \\ 0 & \mathbf{A}_o \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} |\dot{\mathbf{V}}| \\ \mathbf{u} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_c \cdot |\dot{\mathbf{V}}| \\ \mathbf{A}_o \cdot \mathbf{u} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

De (3.16), é possível obter as restrições operacionais dos disjuntores fechados do tipo  $|\dot{\mathbf{V}}_i| - |\dot{\mathbf{V}}_j| = 0$ , além das restrições operacionais dos disjuntores abertos do tipo  $u_{ij} = 0$ .

Em relação à representação de fontes alternativas de energia, a equação (3.2) considera no balanço da potência ativa os valores médios das potências ativas produzidas pelas fontes de energias eólica e solar,  $\overline{\mathbf{P}}_{\text{eol}}$  e  $\overline{\mathbf{P}}_{\text{solar}}$ , respectivamente. Os valores médios podem ser determinados a partir de dados históricos reais, conforme apresentado na seção 4.4 do próximo capítulo. Para este trabalho de pesquisa esses valores médios foram mensurados para um período de um ano.

A solução para o Fluxo de Potência Ótimo Determinístico Estendido é alcançada pelo Método Primal Dual de Pontos Interiores, associado a técnica de Lagrange, as condições de Karush Kuhn Tucker (KKT) e ao Método de Newton.

O primeiro passo, para a solução do problema de FPO-DE, através do Método Primal Dual dos Pontos Interiores, consiste em transformar as restrições de desigualdade em restrições de igualdade, através da incorporação das variáveis de folga. As variáveis de folga quando positivas garantem que a solução está dentro da região delimitada pelas restrições do problema (Carvalho, 1999), assegurando a convergência para a solução ótima. A garantia de que as variáveis de folga sejam estritamente positivas é alcançada com a incorporação de uma barreira logarítmica à função objetivo, conforme apresentado no trabalho de Fiacco e McCormick (1968).

Assim que todas as restrições do problema se tornam restrições de igualdade, expande-se a função objetivo com a incorporação destas restrições através dos multiplicadores de Lagrange, compondo a função Lagrangeana e tornando o problema irrestrito.

Para cada valor atribuído à barreira logarítmica, valor este que deve tender a zero, tem-se uma iteração do Método de Newton para a solução do conjunto de equações não-lineares, definidas pelas derivadas de primeira e segunda ordem da função Lagrangeana. A cada iteração do Método de Newton faz-se o teste de convergência para a solução ótima do problema, que consiste em cumprir com as quatro Condições de Otimalidade de Karush Kuhn Tucker, conforme trabalho de Granville (1994), que apresenta com estas condições o Método Primal Dual de Pontos Interiores. A primeira condição afirma que o vetor do gradiente da função Lagrangeana, no ponto ótimo, deve ser igual a zero. A segunda condição afirma que os multiplicadores de Lagrange devem ser iguais a zero para as restrições de desigualdade inativas, enquanto a terceira condição afirma que os multiplicadores de Lagrange devem ser diferentes de zero para as restrições de desigualdade ativas. A quarta condição contempla o princípio da complementariedade, em que o produto da restrição de desigualdade com o seu multiplicador de Lagrange deve ser nulo. A fundamentação teórica completa da solução do problema pode ser encontrada no trabalho de Rosas (2008).

A solução do FPO-DE determina as variáveis determinísticas das grandezas elétricas de SEPs em função dos valores médios das potências ativas produzidas pelas fontes de energias eólica e solar e, exige o tradicional dispendioso tempo computacional das soluções envolvendo os FPOs.

### 3.2 INCERTEZA DAS GRANDEZAS ELÉTRICAS DE SEPS: SEGUNDO ESTÁGIO

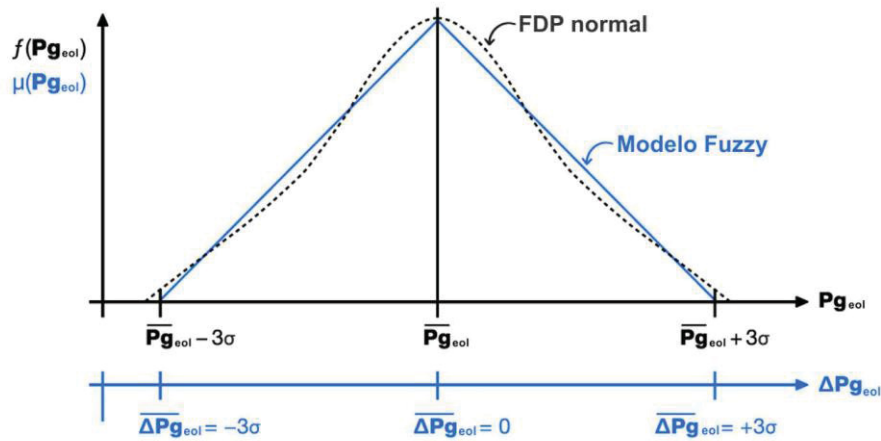
As informações sobre as incertezas de geração e consumo de energia elétrica no FPO geralmente são representadas por abordagens probabilísticas através de funções densidade de probabilidade (Li e Zhang, 2011, Arneja e Venkatesh, 2012, Al Abri, El-Saadany e Atwa, 2013, Chayakulkheeree, 2014, Biswas, Suganthan e Amaratunga, 2017). No entanto, essas abordagens baseadas em informações quantitativas não são capazes de representar as informações qualitativas que residem no conhecimento humano. Com a técnica fuzzy, o conhecimento incompleto, vago e qualitativo presente nos seres humanos passou a ser representado por modelos matemáticos em diversas áreas do conhecimento, inclusive no FPO (Miranda e Saraiva, 1992).

Além de não considerar informações qualitativas, geralmente o processamento de dados probabilísticos no FPO exige um alto esforço computacional. No entanto, em várias situações práticas, respostas rápidas e até aproximadas acerca das grandezas elétricas dos sistemas de energia são suficientes para os analistas desses sistemas. Um exemplo de tais situações é a investigação da necessidade de substituir os disjuntores por equipamentos que possuam maior capacidade nominal de corrente, normalmente comum em expansões e mudanças de topologia em SEPs.

Com base na discussão acima, este trabalho propõe uma avaliação horária das grandezas elétricas do sistema elétrico em relação ao comportamento intermitente de fontes de energia eólica e solar, de acordo com a associação ilustrada na FIGURA 3.2, baseada no trabalho de Arneja e Venkatesh (2012). Nesta ilustração, a área delimitada pela média e  $\pm 3$  desvios padrões da distribuição normal, da função densidade de probabilidade das potências ativas produzidas por fontes de energia eólica, é associada à área delimitada pela função de pertinência de um modelo triangular fuzzy. Essa abordagem permite compor, por meio de variáveis fuzzy e de um breve histórico real sobre essas fontes de energia, um conhecimento qualitativo, para cada hora do dia, sobre os valores médios, mínimos e máximos das potências ativas produzidas por essas fontes de energia. A seção 4.4 do próximo capítulo exemplifica a composição desse conhecimento qualitativo.



FIGURA 3.2 – FDP E MODELO TRIANGULAR FUZZY PARA FONTES DE ENERGIA EÓLICA



FONTE: Adaptado de Arneja e Venkatesh (2012).

A FIGURA 3.2 apresenta a função densidade de probabilidade (em preto), onde:

$f(\mathbf{Pg}_{eol})$ : função densidade de probabilidade das potências ativas produzidas por fontes de energia eólica;

$\overline{\mathbf{Pg}}_{eol}$ : valores horários médios das potências ativas produzidas pelas fontes de energia eólica;

$\sigma$ : desvio padrão das potências ativas médias produzidas por fontes de energia eólica.

Para o modelo triangular fuzzy (em azul), a FIGURA 3.2 apresenta:

$\mu(\mathbf{Pg}_{eol})$ : função de pertinência das potências ativas produzidas pelas fontes de energia eólica;

$\overline{\Delta \mathbf{Pg}}_{eol}$ : variações horárias em relação aos valores médios das potência ativas produzidas pelas fontes de energia eólica, aqui chamadas variáveis fuzzy.

Para as fontes de energia solar, utiliza-se a mesma definição, apenas alterando o subscrito “eol” para “sol”.

No primeiro estágio, as variáveis determinísticas das grandezas elétricas de SEPs foram definidas em função dos valores médios qualitativos  $\overline{\mathbf{Pg}}_{eol}$  e  $\overline{\mathbf{Pg}}_{sol}$  das potências ativas produzidas pelas fontes de energia eólica e solar, respectivamente, conforme equação 3.2 do FPO-DE. No segundo estágio é possível definir as variáveis fuzzy das grandezas elétricas de SEPs em função das variáveis fuzzy  $\overline{\Delta \mathbf{Pg}}_{eol}$  e  $\overline{\Delta \mathbf{Pg}}_{sol}$ . Para este propósito, vamos considerar a função Lagrangeana da formulação do problema (3.1 - 3.12), conforme apresentada na equação (3.17), a seguir.

$$\begin{aligned}
& \mathbf{L}(\mathbf{Pg}, \mathbf{Qg}, \mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}, \mathbf{a}, \mathbf{Bs}, \boldsymbol{\varphi}, \mathbf{t}, \mathbf{u}, \lambda_p, \lambda_q, \text{teta}, \lambda_r, \lambda_i, \boldsymbol{\pi p}_{\min}, \boldsymbol{\pi p}_{\max}, \boldsymbol{\pi q}_{\min}, \boldsymbol{\pi q}_{\max}, \dots \quad (3.17) \\
& \dots \boldsymbol{\pi v}_{\min}, \boldsymbol{\pi v}_{\max}, \boldsymbol{\pi a}_{\min}, \boldsymbol{\pi a}_{\max}, \boldsymbol{\pi b}_{\min}, \boldsymbol{\pi b}_{\max}, \boldsymbol{\pi \varphi}_{\min}, \boldsymbol{\pi \varphi}_{\max}, \boldsymbol{\pi fl}_{\min}, \boldsymbol{\pi fl}_{\max}, \dots \\
& \dots \boldsymbol{sp}_{\min}, \boldsymbol{sp}_{\max}, \boldsymbol{sq}_{\min}, \boldsymbol{sq}_{\max}, \boldsymbol{sv}_{\min}, \boldsymbol{sv}_{\max}, \boldsymbol{sa}_{\min}, \boldsymbol{sa}_{\max}, \boldsymbol{sb}_{\min}, \boldsymbol{sb}_{\max}, \dots \\
& \dots \boldsymbol{s\varphi}_{\min}, \boldsymbol{s\varphi}_{\max}, \boldsymbol{sfl}_{\min}, \boldsymbol{sfl}_{\max}) = \\
& \mathbf{Pg}^t \mathbf{Q} \mathbf{Pg} + \mathbf{b}^t \mathbf{Pg} + \mathbf{co} - \dots \\
& \dots \mu \sum_1^{ng} (\ln \boldsymbol{sp}_{\min} + \ln \boldsymbol{sp}_{\max}) - \mu \sum_1^{ng} (\ln \boldsymbol{sq}_{\min} + \ln \boldsymbol{sq}_{\max}) - \dots \\
& \dots \mu \sum_1^{nbar} (\ln \boldsymbol{sv}_{\min} + \ln \boldsymbol{sv}_{\max}) - \mu \sum_1^{ntrafo} (\ln \boldsymbol{sa}_{\min} + \ln \boldsymbol{sa}_{\max}) - \dots \\
& \dots \mu \sum_1^{nbar} (\ln \boldsymbol{sb}_{\min} + \ln \boldsymbol{sb}_{\max}) - \mu \sum_1^{ntrafo} (\ln \boldsymbol{s\varphi}_{\min} + \ln \boldsymbol{s\varphi}_{\max}) - \mu \sum_1^{nl} (\ln \boldsymbol{sfl}_{\min} + \ln \boldsymbol{sfl}_{\max}) + \dots \\
& \dots \lambda_p (-\mathbf{Pg} - \overline{\mathbf{Pg}}_{eol} - \overline{\mathbf{Pg}}_{sol} + \mathbf{Pd} + \text{real}\{\text{diag}(\dot{\mathbf{V}}).(\dot{\mathbf{V}})^*\} + \mathbf{tfl}) + \dots \\
& \dots \lambda_q (-\mathbf{Qg} - \mathbf{Bs} + \mathbf{Qd} + \text{imag}\{\text{diag}(\dot{\mathbf{V}}).(\dot{\mathbf{V}})^*\} + \mathbf{ufl}) + \lambda_r (\theta_i - \theta_j) + \lambda_i (V_i - V_j) + \text{teta} + \dots \\
& \dots \boldsymbol{\pi p}_{\min} (\mathbf{Pg} - \mathbf{Pg}_{\min} - \boldsymbol{sp}_{\min}) + \boldsymbol{\pi p}_{\max} (\mathbf{Pg} - \mathbf{Pg}_{\max} + \boldsymbol{sp}_{\max}) + \dots \\
& \dots \boldsymbol{\pi q}_{\min} (\mathbf{Qg} - \mathbf{Qg}_{\min} - \boldsymbol{sq}_{\min}) + \boldsymbol{\pi q}_{\max} (\mathbf{Qg} - \mathbf{Qg}_{\max} + \boldsymbol{sq}_{\max}) + \dots \\
& \dots \boldsymbol{\pi v}_{\min} (|\dot{\mathbf{V}}| - \mathbf{V}_{\min} - \boldsymbol{sv}_{\min}) + \boldsymbol{\pi v}_{\max} (|\dot{\mathbf{V}}| - \mathbf{V}_{\max} + \boldsymbol{sv}_{\max}) + \dots \\
& \dots \boldsymbol{\pi a}_{\min} (\mathbf{a} - \mathbf{a}_{\min} - \boldsymbol{sa}_{\min}) + \boldsymbol{\pi a}_{\max} (\mathbf{a} - \mathbf{a}_{\max} + \boldsymbol{sa}_{\max}) + \dots \\
& \dots \boldsymbol{\pi b}_{\min} (\mathbf{B} - \mathbf{b}_{\min} - \boldsymbol{sb}_{\min}) + \boldsymbol{\pi b}_{\max} (\mathbf{B} - \mathbf{b}_{\max} + \boldsymbol{sb}_{\max}) + \dots \\
& \dots \boldsymbol{\pi \varphi}_{\min} (\boldsymbol{\varphi} - \boldsymbol{\varphi}_{\min} - \boldsymbol{s\varphi}_{\min}) + \boldsymbol{\pi \varphi}_{\max} (\boldsymbol{\varphi} - \boldsymbol{\varphi}_{\max} + \boldsymbol{s\varphi}_{\max}) + \dots \\
& \dots \boldsymbol{\pi fl}_{\min} (\mathbf{fl} - \mathbf{fl}_{\min} - \boldsymbol{sfl}_{\min}) + \boldsymbol{\pi fl}_{\max} (\mathbf{fl} - \mathbf{fl}_{\max} + \boldsymbol{sfl}_{\max})
\end{aligned}$$

Onde  $ng$  é o número de geradores convencionais,  $nbar$  é o número de barras,  $ntrafo$  é o número de transformadores e  $nl$  é o número de linhas de transmissão.  $\lambda_p$  e  $\lambda_q$  são os multiplicadores de Lagrange das equações dos balanços das potências ativas e reativas, respectivamente.  $\lambda_r$  e  $\lambda_i$  são os multiplicadores de Lagrange das equações que representam diferenças nulas para a magnitudes das tensões e dos ângulos entre duas barras do sistema onde se localiza um disjuntor fechado, respectivamente. As variáveis  $\mathbf{s}$  são as variáveis de folga para os limites mínimos e máximos das grandezas representadas nas equações (3.6 - 3.12), enquanto a variáveis  $\boldsymbol{\pi}$  são os multiplicadores de Lagrange para os limites mínimos e máximos das grandezas representadas nas equações (3.6 - 3.12). Teta é uma variável utilizada para atribuir ângulo zero para a barra de referência do sistema. Para a representação dos disjuntores abertos utiliza-se valores elevados de impedância, e neste caso não se faz necessária a representação das restrições dos disjuntores abertos, conforme realizado neste trabalho de pesquisa.

A primeira derivada (ou gradiente) da função Lagrangeana na solução ótima deve ser nula, a fim de cumprir as condições de otimalidade de Karush Kuhn Tucker. Este gradiente é representado por (3.18):

$$\rho(\mathbf{Pg}, \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{eol}}, \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{sol}}, |\dot{\mathbf{V}}|, \mathbf{t}, \mathbf{y}) = 0 \quad (3.18)$$

onde,  $\mathbf{Pg}$  é o vetor das potências ativas produzidas pelos geradores convencionais;  $\overline{\mathbf{Pg}}_{\text{eol}}$  e  $\overline{\mathbf{Pg}}_{\text{sol}}$  são os vetores dos valores médios qualitativos das potências ativas produzidas por fontes de energias eólica e solar, respectivamente;  $|\dot{\mathbf{V}}|$  é o vetor das magnitudes das tensões nodais;  $\mathbf{t}$  é o vetor das potências ativas através de chaves e disjuntores; e  $\mathbf{y}$  é o vetor das demais grandezas elétricas do sistema.

Com base nisso, a expansão de (3.18) na série de Taylor, nas direções das variáveis fuzzy  $\overline{\Delta \mathbf{Pg}}_{\text{eol}}$  e  $\overline{\Delta \mathbf{Pg}}_{\text{sol}}$ , ainda na solução ótima, pode ser formulada por:

$$\begin{aligned} & \rho(\mathbf{Pg} + \Delta \mathbf{Pg}, \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{eol}} + \overline{\Delta \mathbf{Pg}}_{\text{eol}}, \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{sol}} + \overline{\Delta \mathbf{Pg}}_{\text{sol}}, |\dot{\mathbf{V}}| + \Delta |\dot{\mathbf{V}}|, \mathbf{t} + \Delta \mathbf{t}, \mathbf{y} + \Delta \mathbf{y}) \\ &= \rho(\mathbf{Pg}, \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{eol}}, \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{sol}}, |\dot{\mathbf{V}}|, \mathbf{t}, \mathbf{y}) + \dots \\ & \dots \frac{\partial \rho}{\partial \mathbf{Pg}} \Delta \mathbf{Pg} + \frac{\partial \rho}{\partial \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{eol}}} \overline{\Delta \mathbf{Pg}}_{\text{eol}} + \frac{\partial \rho}{\partial \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{sol}}} \overline{\Delta \mathbf{Pg}}_{\text{sol}} + \frac{\partial \rho}{\partial |\dot{\mathbf{V}}|} \Delta |\dot{\mathbf{V}}| + \frac{\partial \rho}{\partial \mathbf{t}} \Delta \mathbf{t} + \frac{\partial \rho}{\partial \mathbf{y}} \Delta \mathbf{y} \end{aligned} \quad (3.19)$$

Esta relação implica que:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial \rho}{\partial \mathbf{Pg}} & \frac{\partial \rho}{\partial |\dot{\mathbf{V}}|} & \frac{\partial \rho}{\partial \mathbf{t}} & \frac{\partial \rho}{\partial \mathbf{y}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{\Delta \mathbf{Pg}} \\ \Delta |\dot{\mathbf{V}}| \\ \Delta \mathbf{t} \\ \Delta \mathbf{y} \end{bmatrix} = - \frac{\partial \rho}{\partial \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{eol}}} \overline{\Delta \mathbf{Pg}}_{\text{eol}} - \frac{\partial \rho}{\partial \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{sol}}} \overline{\Delta \mathbf{Pg}}_{\text{sol}} \quad (3.20)$$

Ou que

$$\mathbf{W}' \begin{bmatrix} \overline{\Delta \mathbf{Pg}} \\ \Delta |\dot{\mathbf{V}}| \\ \Delta \mathbf{t} \\ \Delta \mathbf{y} \end{bmatrix} = - \frac{\partial \rho}{\partial \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{eol}}} \overline{\Delta \mathbf{Pg}}_{\text{eol}} - \frac{\partial \rho}{\partial \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{sol}}} \overline{\Delta \mathbf{Pg}}_{\text{sol}} \quad (3.21)$$

Definindo  $\mathbf{W}$  como matriz Hessiana do Lagrangeano, a equação pode ser reescrita como

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{Pg} \\ \Delta |\dot{\mathbf{V}}| \\ \Delta \mathbf{t} \\ \Delta \mathbf{y} \end{bmatrix} = \mathbf{W}^{-1} \left( -\frac{\partial \rho}{\partial \overline{\mathbf{Pg}}_{eol}} \Delta \overline{\mathbf{Pg}}_{eol} - \frac{\partial \rho}{\partial \overline{\mathbf{Pg}}_{sol}} \Delta \overline{\mathbf{Pg}}_{sol} \right) \quad (3.22)$$

A equação (3.22) define as variáveis fuzzy das potências ativas produzidas pelos geradores convencionais  $\Delta \mathbf{Pg}$ , das magnitudes das tensões nodais  $\Delta |\dot{\mathbf{V}}|$ , dos fluxos de potência ativa através de chaves e disjuntores  $\Delta \mathbf{t}$  e das demais grandezas do sistema  $\Delta \mathbf{y}$ . Com essas variáveis fuzzy, é possível determinar as incertezas das grandezas elétricas de SEPs. Essas incertezas resultam da soma das variáveis determinísticas calculadas na solução ótima de FPO-ED, conforme determinado no primeiro estágio, com as variáveis fuzzy determinadas neste estágio, como demonstrado abaixo:

$$\mathbf{Pg}_{incerta} = \mathbf{Pg} + \Delta \mathbf{Pg} \quad (3.23)$$

$$|\dot{\mathbf{V}}|_{incerta} = |\dot{\mathbf{V}}| + \Delta |\dot{\mathbf{V}}| \quad (3.24)$$

$$\mathbf{t}_{incerta} = \mathbf{t} + \Delta \mathbf{t} \quad (3.25)$$

$$\mathbf{y}_{incerta} = \mathbf{y} + \Delta \mathbf{y} \quad (3.26)$$

Onde  $\mathbf{Pg}_{incerta}$  são as incertezas quanto às potências ativas produzidas pelos geradores convencionais, necessária para a análise de reserva de energia;  $|\dot{\mathbf{V}}|_{incerta}$  são as incertezas em relação às magnitudes das tensões nodais, necessárias para analisar o cumprimento com os limites impostos pelas autoridades reguladoras;  $\mathbf{t}_{incerta}$  são as incertezas quanto aos fluxos de potência ativa através dos disjuntores, necessários para verificar o correto dimensionamento destes dispositivos pela corrente nominal; e  $\mathbf{y}_{incerta}$  são as incertezas em relação às outras grandezas elétricas que podem ser usadas de acordo com a necessidade.

Em resumo, as incertezas das grandezas elétricas de SEPs são determinadas, no segundo estágio, pela soma das variáveis determinísticas (determinadas no primeiro estágio) e das variáveis fuzzy. As variáveis fuzzy são determinadas através da análise qualitativa de sensibilidade equações (3.18 – 3.22) aplicada ao pós-processamento da solução ótima FPO-DE, em função da variação (valores máximo e mínimo) da potência ativa das fontes eólica e solar, sempre considerando uma análise horária.

As variáveis fuzzy participam apenas do segundo estágio da solução, ou seja, do estágio de pós-processamento da FPO. Esta condição evita a incorporação dessas incertezas no

processo iterativo da solução do FPO. O resultado é uma redução significativa no tempo computacional quando comparado com o primeiro estágio. O segundo estágio fornece respostas rápidas e com boa aceitação (como apresentado no próximo capítulo) para uma análise geral das grandezas elétricas do sistema em função da intermitência das fontes de energias eólica e solar.

## 4 DADOS E RESULTADOS DO SISTEMA TESTE I

Este capítulo apresenta os resultados alcançados em simulações computacionais realizadas no Matlab, considerando a implementação do sistema teste I na metodologia expedita proposta, a fim de acessar o efeito da geração intermitente de energia nas grandezas elétricas de sistemas de potência. O sistema teste I representa um equivalente real do sistema interligado nacional que contempla 139 barras e compreende os estados do Rio Grande do Norte, Ceará, Paraíba, Bahia, Piauí, Sergipe, Pernambuco e Alagoas da região nordeste brasileira, com forte participação de fontes de energias eólica e solar. Entre as informações do sistema teste I e os resultados alcançados é apresentado um exemplo de aplicação de dados na metodologia expedita proposta. Os dados do sistema teste I foram obtidos nos casos de referência do PAR, disponíveis no site do ONS.

### 4.1 SISTEMA TESTE I – DADOS GERAIS

A fim de implementar a metodologia proposta, foi utilizada uma rede elétrica real composta por 139 barras que compõem a região costeira do nordeste brasileiro. Essa rede, denominada sistema teste I, possui originalmente 92 barras, porém com a modelagem no nível de subestação, apresentada a seguir, a rede elétrica passou a contar com 139 barras. O sistema contém barramentos com diferentes níveis de tensão, variando de 13,8 kV a 500 kV. Além disso, os dados disponíveis incluem curvas reais de carga horária, compensadores estáticos, bancos de capacitores, reatores de linha e de barra, subestações representadas no nível da subestação e usinas hidrelétricas de grande porte como: Sobradinho (1,0 GW), Xingó (3,2 GW), Luiz Gonzaga (1,5 GW) e Complexo Paulo Afonso (3,6 GW). A FIGURA 4.1 a seguir ilustra o sistema teste I.





Além dos geradores das usinas hidrelétricas, o sistema equivalente contempla os geradores equivalentes necessários para compor o sistema equivalente do sistema interligado nacional. Os geradores equivalentes estão presentes nas barras de 500kV da subestação Pecém 2 (4500 MW), Curral (1992 MW), São João do Piauí I (1732 MW) e São João do Piauí II (1992 MW). Esses equivalentes são necessários para escoar a produção de energia das usinas hidrelétricas de Boa Esperança (273 MW) localizada no Piauí, Estreito (1 GW) localizada no Maranhão, Lajeado (900 MW) localizada no Tocantins, e Tucuruí (8,4 GW) localizada no Pará e foram determinados em função dos limites das linhas de transmissão no ponto de conexão do gerador equivalente. Os compensadores estáticos estão localizados na barra de 230 kV da subestação Ceará Mirim (-75/+150 MVar), na barra de 230 kV da subestação Extremóz II (-75/+150 MVar) e na barra de 230 kV de Fortaleza (-140/+200 MVar).

O sistema teste I possui aproximadamente 400 MW de usinas termelétricas, distribuídas na UTE Potiguar III com 66 MW de potência instalada conectada na barra de 69 kV da subestação Extremóz, na UTE Borborema com 169 MW de potência instalada conectada na barra de 69 kV da subestação Campina Grande e na UTE Maracanaú com 168 MW de potência instalada conectada na barra de 69 kV da subestação Fortaleza.

As barras de carga do sistema teste I são apresentadas na TABELA 4.1. As cargas médias apresentadas para essas barras foram definidas para o período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017, coincidente com período para o qual foram disponibilizadas as informações sobre os parques eólicos do sistema.

TABELA 4.1 – CARGAS MÉDIAS DO SISTEMA TESTE I

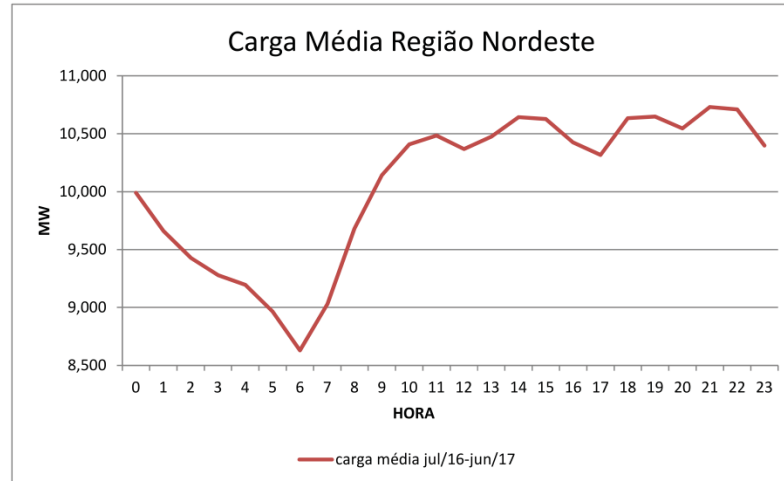
Barra	P (MW)	Barra	P (MW)
Extremoz 69kV	183,3	Recife 500kV	1010,0
Natal 2 230kV	56,9	Açú 3 500kV	345,7
Natal 3 69kV	179,8	Milagres 230kV	745,0
Garanhus 500kV	235,8	Fortaleza 230kV	479,7
Campina Grande 230 kV	107,1	Juazeiro 2 69kV	214,1
Campina Grande 230 kV	206,3	Juazeiro 2 230kV	71,6
Juazeiro 500kV	102,2	Pau de Ferro 230kV	457,1
Camaçari II 500kV	1437,8	Pau de Ferro 69kV	279,8
Messias 500kV	725,7	Fortaleza 230kV	569,9
Jardim 500kV	887,6	Fortaleza 69kV	277,2
Angelim 230kV	408,5		

FONTE: O Autor (2019).

A fim de projetar os valores de carga para o perfil horário foi realizada uma avaliação do comportamento horário das cargas da região nordeste, com base nas informações disponibilizadas pelo ONS. Informações sobre o perfil horário de carga por barra do sistema,

não foram encontradas. A FIGURA 4.2 a seguir, ilustra para o período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017 o perfil horário de carga para a região nordeste.

FIGURA 4.2 – PERFIL HORÁRIO DA CARGA DA REGIÃO NORDESTE (JUL/16-JUN/17)



FONTE: O Autor (2019).

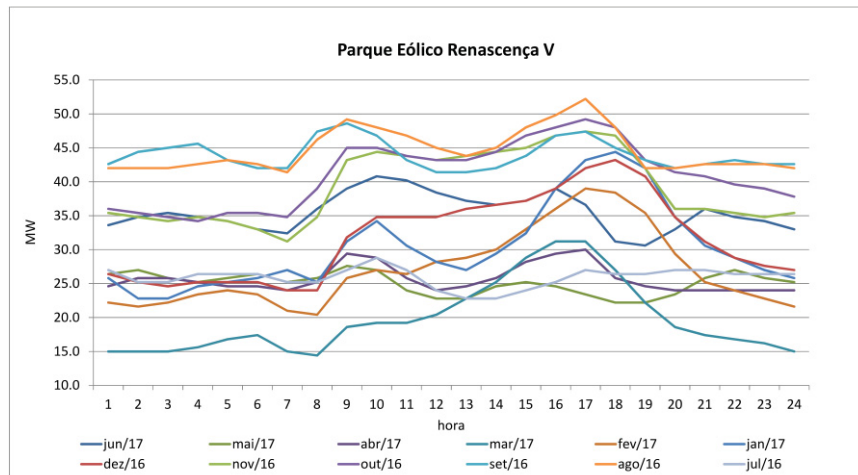
Logo as cargas apresentadas na TABELA 4.1 foram projetadas para o perfil horário da curva apresentada na FIGURA 4.2.

A fim de representar a geração distribuída de energia elétrica por fonte de energia solar foram escolhidas as barras de carga de 69 kV das subestações de Extremóz, Pau de Ferro, Fortaleza, Natal 3 e Juazeiro 2. Para o dimensionamento dessas fontes de energia considerou-se 10 % da demanda dessas barras de carga.

#### 4.2 SISTEMA TESTE I – DADOS REFERENTES AOS PARQUES EÓLICOS

O sistema teste I, ilustrado na FIGURA 4.1 possui 19 parques eólicos que representam aproximadamente 2 GW de potência instalada. O parque eólico Renascença V entrou em operação comercial 13.01.2015 e possui potência nominal de 60 MW, com fator de capacidade previsto de 50,3%. O parque está conectado na barra de 138 kV da subestação João Câmara III, localizada no município de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.3 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

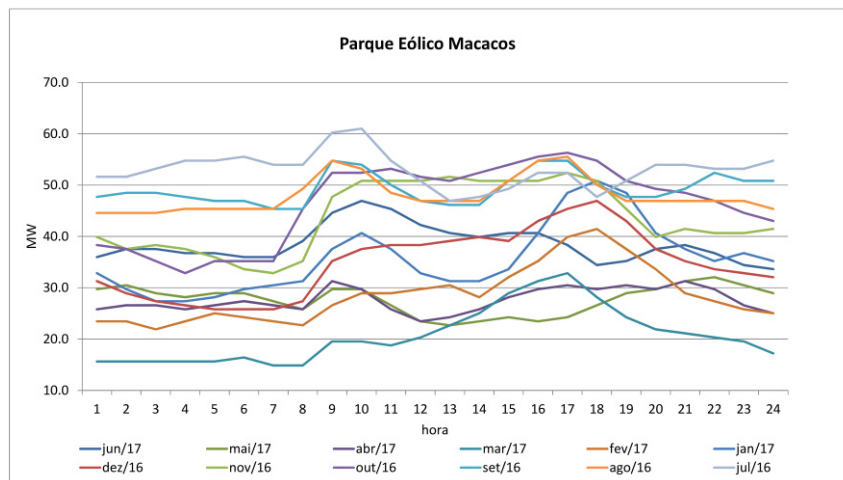
FIGURA 4.3 – PARQUE EÓLICO RENASCENÇA V



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Macacos entrou em operação comercial 01.12.2014 e possui potência nominal de 78,2 MW, com fator de capacidade previsto de 48%. O parque está conectado na barra de 138 kV da subestação João Câmara III, localizada no município de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.4 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

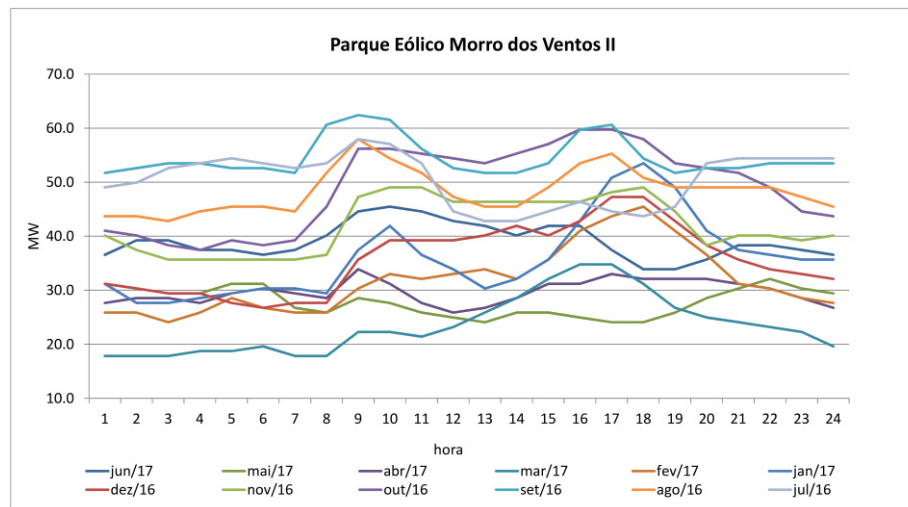
FIGURA 4.4 – PARQUE EÓLICO MACACOS



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Morro dos Ventos II entrou em operação comercial 01.12.2014 e possui potência nominal de 89,2 MW, com fator de capacidade previsto de 52,7%. O parque está conectado na barra de 138 kV da subestação João Câmara III, localizada no município de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.5 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

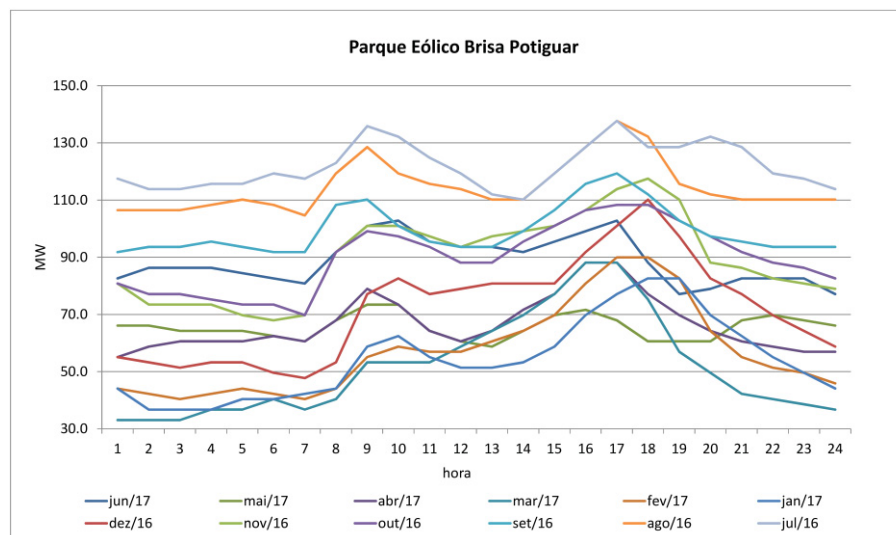
FIGURA 4.5 – PARQUE EÓLICO MORRO DOS VENTOS II



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Brisa Potiguar entrou em operação comercial 13.04.2015 e possui potência nominal de 183,6 MW, com fator de capacidade previsto de 53,6%. O parque está conectado na barra de 138 kV da subestação João Câmara III, localizada no município de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.6 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

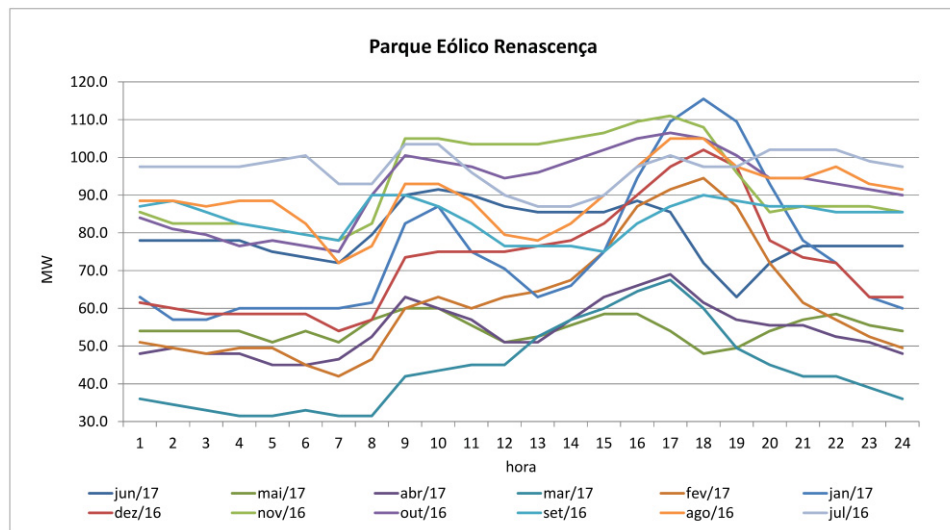
FIGURA 4.6 – PARQUE EÓLICO BRISA POTIGUAR



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Renascença entrou em operação comercial 29.12.2014 e possui potência nominal de 150 MW, com fator de capacidade previsto de 45,8%. O parque está conectado na barra de 138 kV da subestação João Câmara III, localizada no município de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.7 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

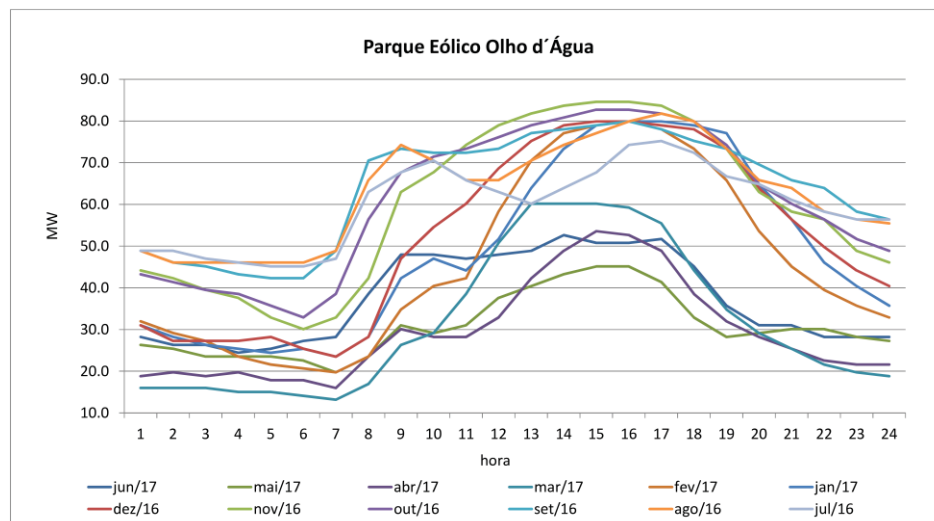
FIGURA 4.7 – PARQUE EÓLICO RENASCENÇA



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Olho D'água entrou em operação comercial 20.02.2015 e possui potência nominal de 94 MW, com fator de capacidade previsto de 49,3%. O parque está conectado na barra de 138 kV da subestação João Câmara III, localizada no município de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.8 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

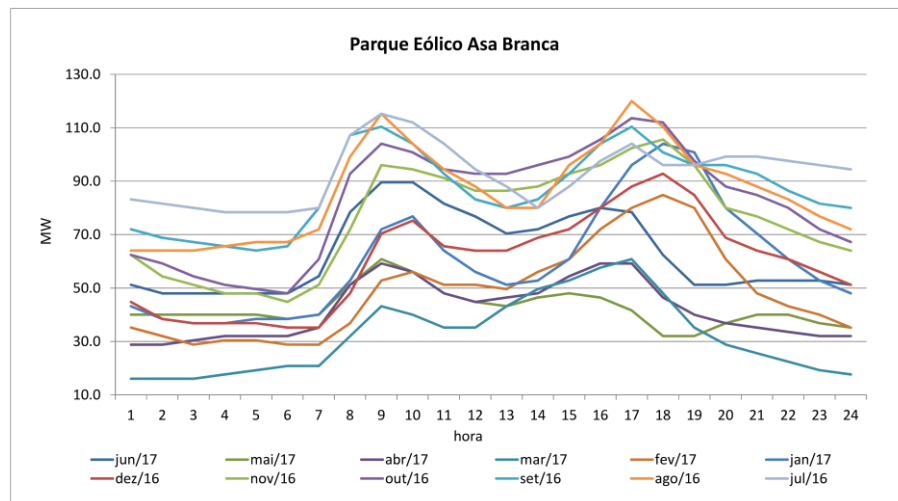
FIGURA 4.8 – PARQUE EÓLICO OLHO D'ÁGUA



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Asa Banca entrou em operação comercial 13.01.2015 e possui potência nominal de 160 MW, com fator de capacidade previsto de 44,1%. O parque está conectado na barra de 138 kV da subestação João Câmara III, localizada no município de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.9 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

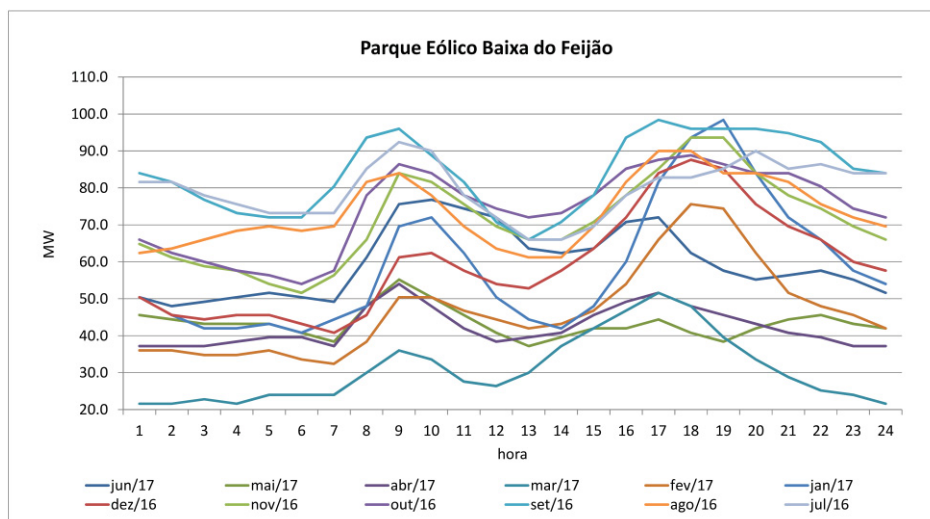
FIGURA 4.9 – PARQUE EÓLICO ASA BRANCA



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Baixa do Feijão entrou em operação comercial 19.05.2016 e possui potência nominal de 120 MW, com fator de capacidade previsto de 47,4%. O parque está conectado na barra de 138 kV da subestação João Câmara III, localizada no município de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.10 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

FIGURA 4.10 – PARQUE EÓLICO BAIXA DO FEIJÃO

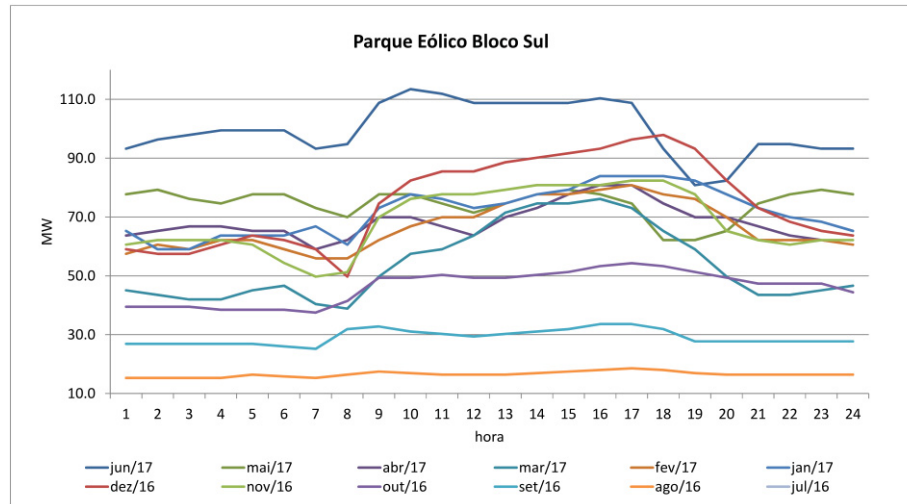


FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Bloco Sul entrou em operação comercial 11.08.2016 e possui potência nominal de 155,4 MW. O parque está conectado na barra de 138 kV da subestação João Câmara III, localizada no município de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.11 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre agosto de 2016 e junho de 2017.



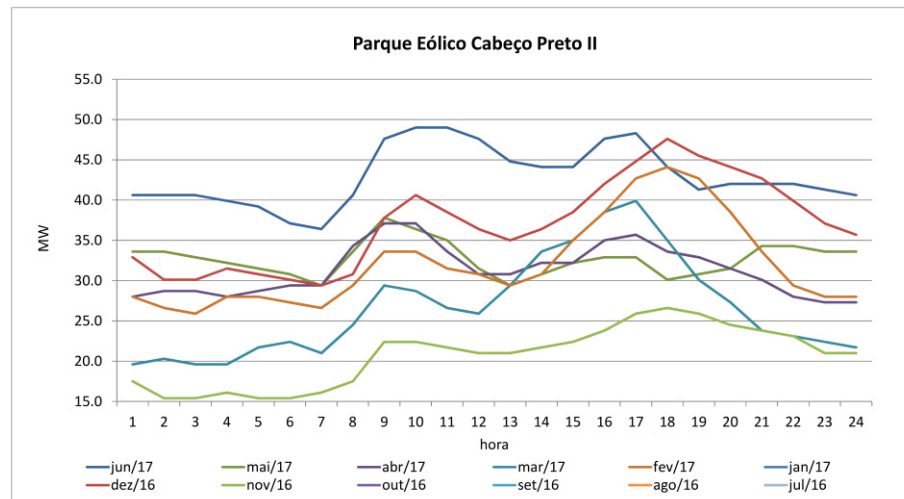
FIGURA 4.11 – PARQUE EÓLICO BLOCO SUL



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Cabeço Preto II entrou em operação comercial 07.11.2016 e possui potência nominal de 70 MW, com fator de capacidade previsto de 57,3%. O parque está conectado na barra de 138 kV da subestação João Câmara III, localizada no município de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.12 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre novembro de 2016 e junho de 2017.

FIGURA 4.12 – PARQUE EÓLICO CABEÇO PRETO II

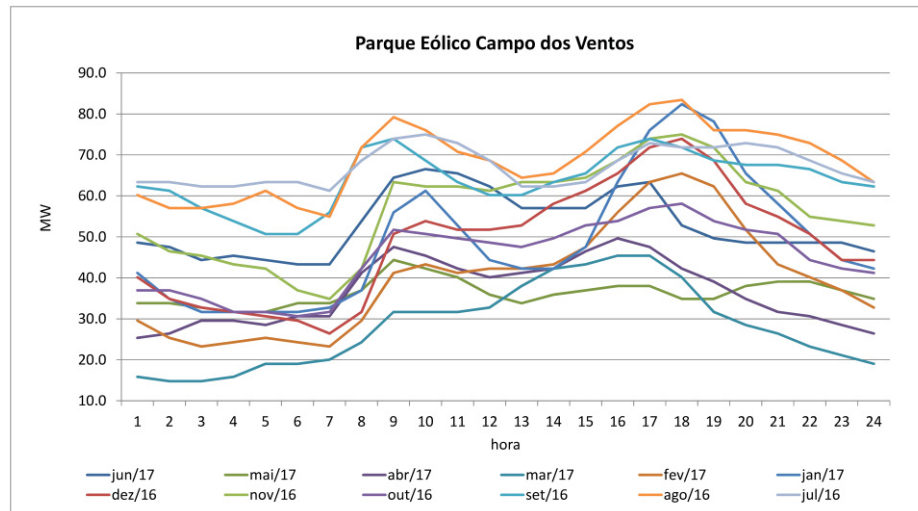


FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Campo dos Ventos entrou em operação comercial 01.04.2016 e possui potência nominal de 105,6 MW, com fator de capacidade previsto de 60,9%. O parque está conectado na barra de 138 kV da subestação João Câmara III, localizada no município de João Câmara, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.13 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.



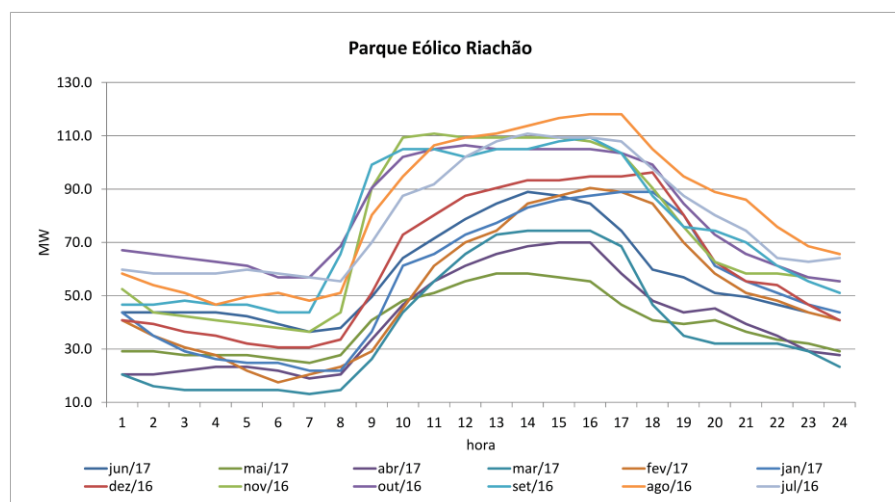
FIGURA 4.13 – PARQUE EÓLICO CAMPO DOS VENTOS



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Riachão entrou em operação comercial 27.06.2015 e possui potência nominal de 145,8 MW. O parque está conectado na barra de 230 kV da subestação Extremóz II, localizada no município de São Gonçalo do Amarante, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.14 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

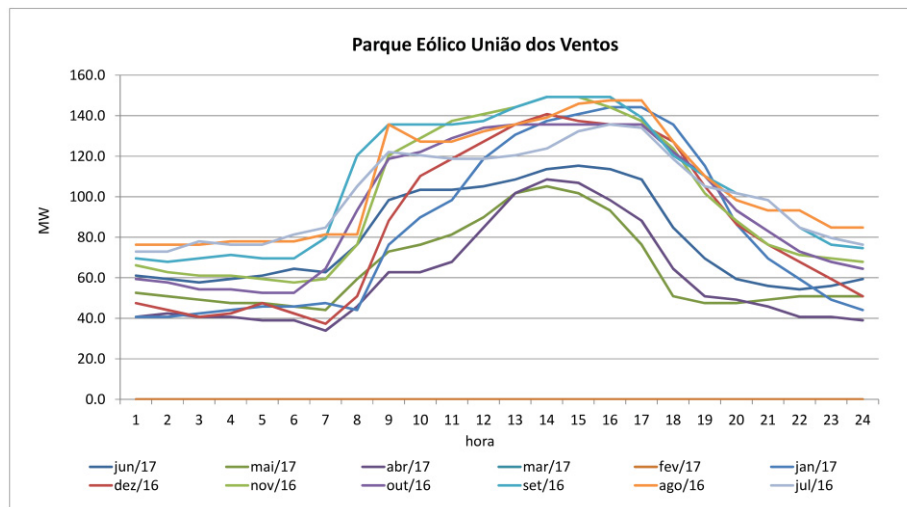
FIGURA 4.14 – PARQUE EÓLICO RIACHÃO



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico União dos Ventos entrou em operação comercial 02.04.2014 e possui potência nominal de 169,6 MW, com fator de capacidade previsto de 53,9%. O parque está conectado na barra de 230 kV da subestação João Câmara II, localizada no município de Parazinho, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.15 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017. Não foram encontrados dados para os meses de fevereiro e março de 2017.

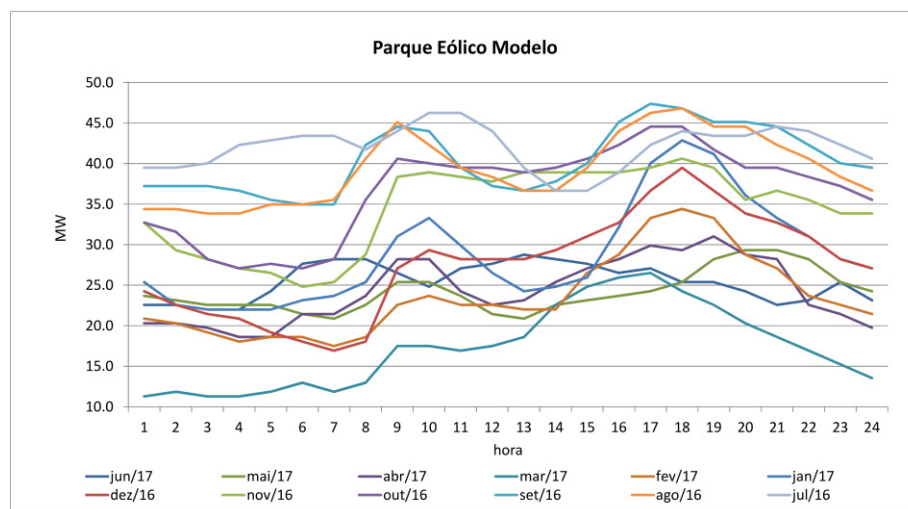
FIGURA 4.15 – PARQUE EÓLICO UNIÃO DOS VENTOS



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Modelo entrou em operação comercial 24.10.2014 e possui potência nominal de 56,4 MW, com fator de capacidade previsto de 50,9%. O parque está conectado na barra de 69 kV da subestação João Câmara II, localizada no município de Parazinho, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.16 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

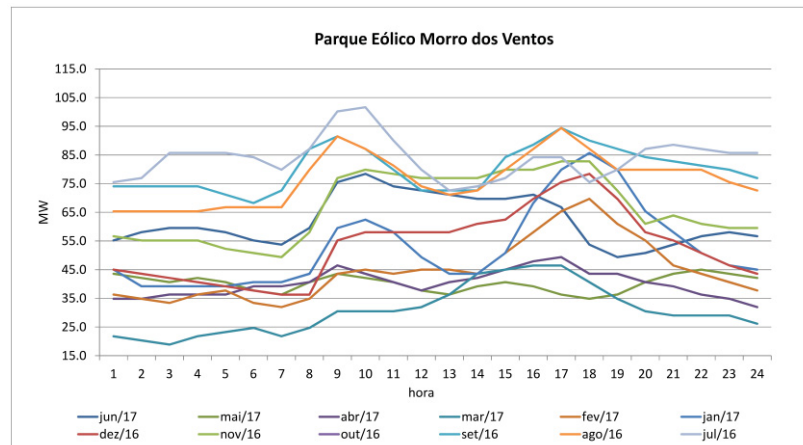
FIGURA 4.16 – PARQUE EÓLICO MODELO



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Morro dos Ventos entrou em operação comercial 01.04.2014 e possui potência nominal de 145,2 MW, com fator de capacidade previsto de 47,3%. O parque está conectado na barra de 69 kV da subestação João Câmara II, localizada no município de Parazinho, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.17 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

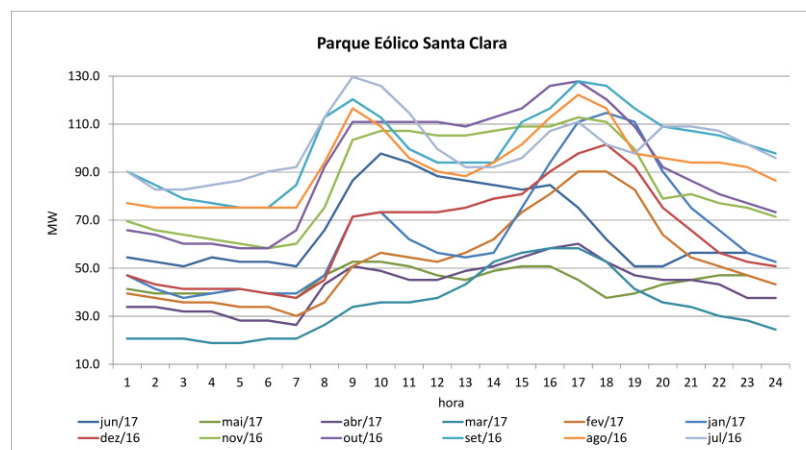
FIGURA 4.17 – PARQUE EÓLICO MORRO DOS VENTOS



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Santa Clara entrou em operação comercial 01.04.2014 e possui potência nominal de 188 MW, com fator de capacidade previsto de 42,1%. O parque está conectado na barra de 69 kV da subestação João Câmara II, localizada no município de Parazinho, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.18 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

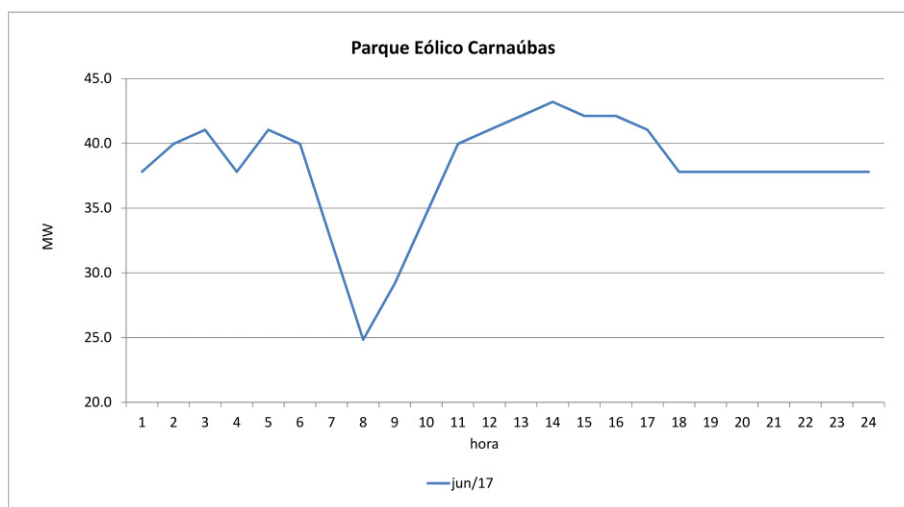
FIGURA 4.18 – PARQUE EÓLICO SANTA CLARA



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Carnaúbas entrou em operação comercial 17.06.2017 e possui potência nominal de 108 MW, com fator de capacidade previsto de 52,9%. O parque está conectado na barra de 230 kV da subestação Touros, localizada no município de São Miguel do Gostoso, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.19 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque somente no mês de junho de 2017, uma vez que o intervalo de análise de dados compreende o período entre julho de 2016 e junho de 2017 e o parque entrou em operação comercial em junho de 2017.

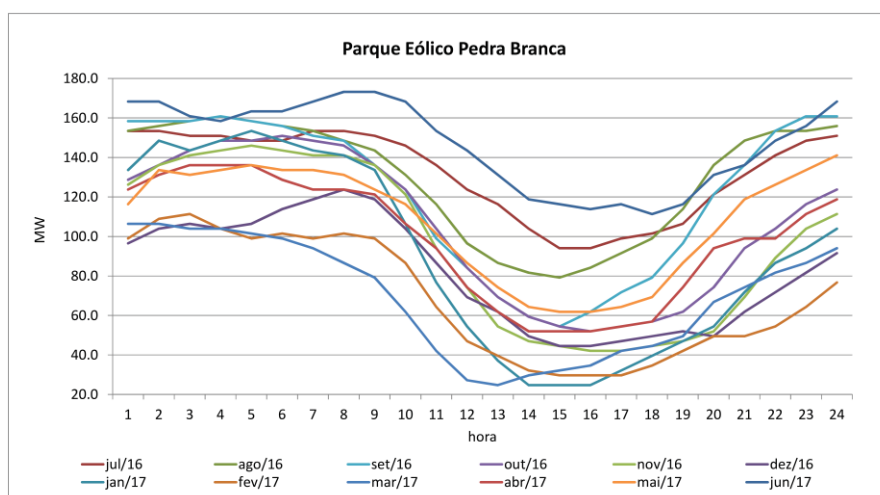
FIGURA 4.19 – PARQUE EÓLICO CARNAÚBAS



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Pedra Branca entrou em operação comercial 08.08.2015 e possui potência nominal de 247,45 MW, com fator de capacidade previsto de 40%. O parque está conectado na barra de 230 kV da subestação Sobradinho, localizada no município de Sobradinho, no estado da Bahia. A FIGURA 4.20 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

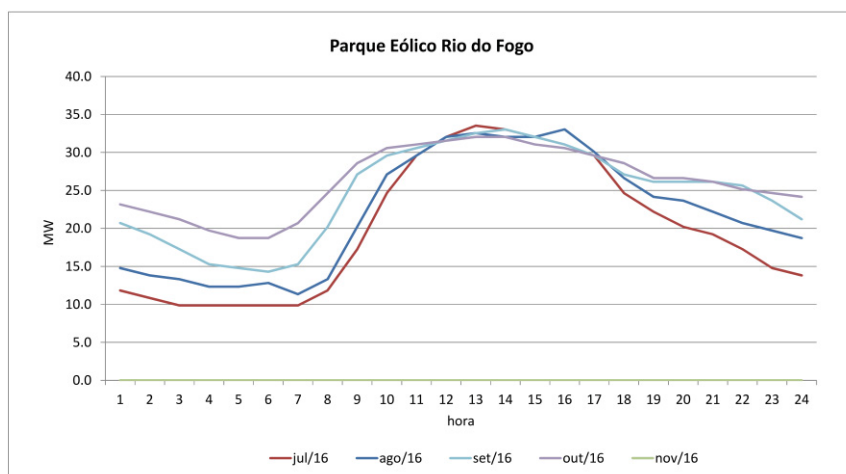
FIGURA 4.20 – PARQUE EÓLICO PEDRA BRANCA



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Rio do Fogo entrou em operação comercial em julho de 2006 e possui potência nominal de 49,3 MW. O parque está conectado na barra de 69 kV da subestação Extremóz, localizada no município de Extremóz, no estado do Rio Grande do Norte. A FIGURA 4.21 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre julho de 2016 e outubro de 2016. Valores para os demais meses do período de análise, compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017 não foram encontrados.

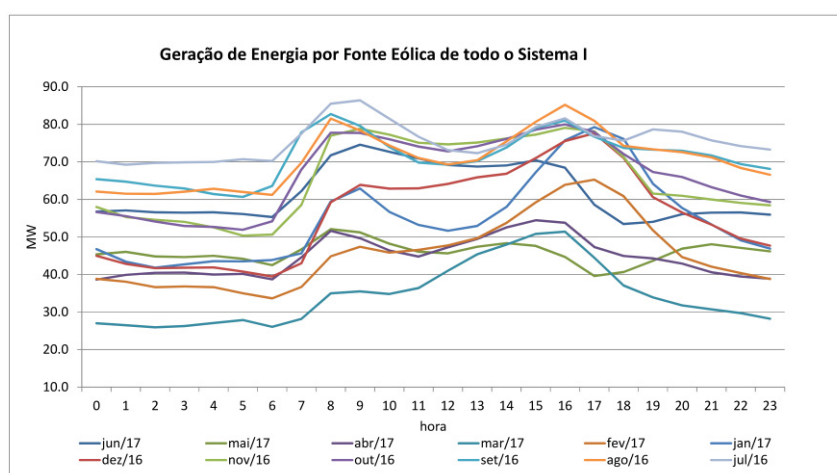
FIGURA 4.21 – PARQUE EÓLICO RIO DO FOGO



FONTE: O Autor (2019).

Para efeito de análise agrupada, a FIGURA 4.22 ilustra toda a energia elétrica produzida pelas fontes eólicas do sistema teste I, agrupadas para cada mês do período de análise.

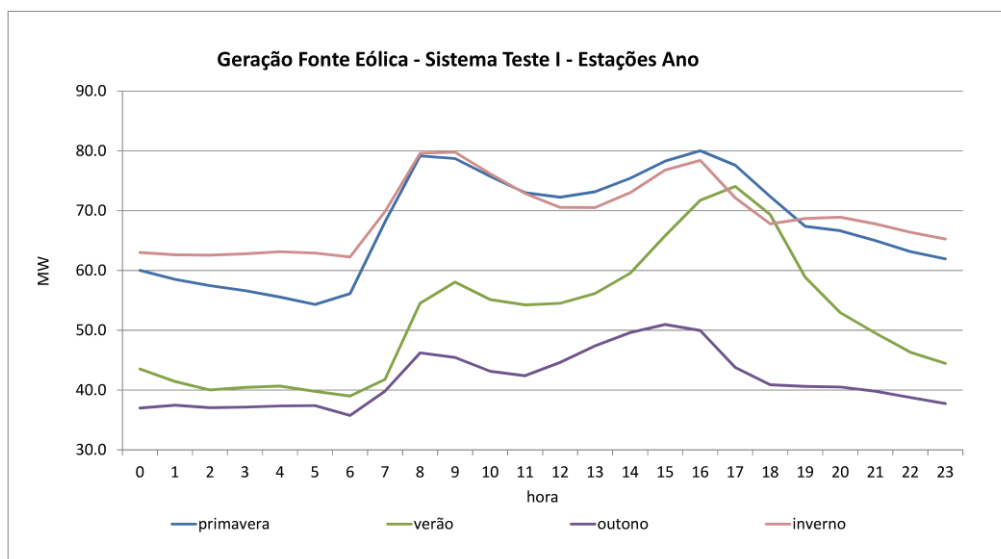
FIGURA 4.22 – GERAÇÃO MENSAL DE ENERGIA POR FONTES EÓLICAS - SISTEMA TESTE I



FONTE: O Autor (2019).

Em análise a FIGURA 4.22, observa-se que de um modo geral para os períodos compreendidos entre 8h -10h e entre 16h – 18h ocorre uma maior produção de energia pelos parques. Ainda nessa FIGURA, observa-se que entre os meses de julho e novembro, que correspondem as estações de inverno e primavera, também ocorre maior produção de energia. Em função desses resultados a FIGURA 4.23 a seguir, apresenta a produção de energia pelos parques eólicos para estações do ano compreendidas entre o período de julho de 2016 e junho de 2017, comprovando a maior produção de energia no inverno e na primavera.

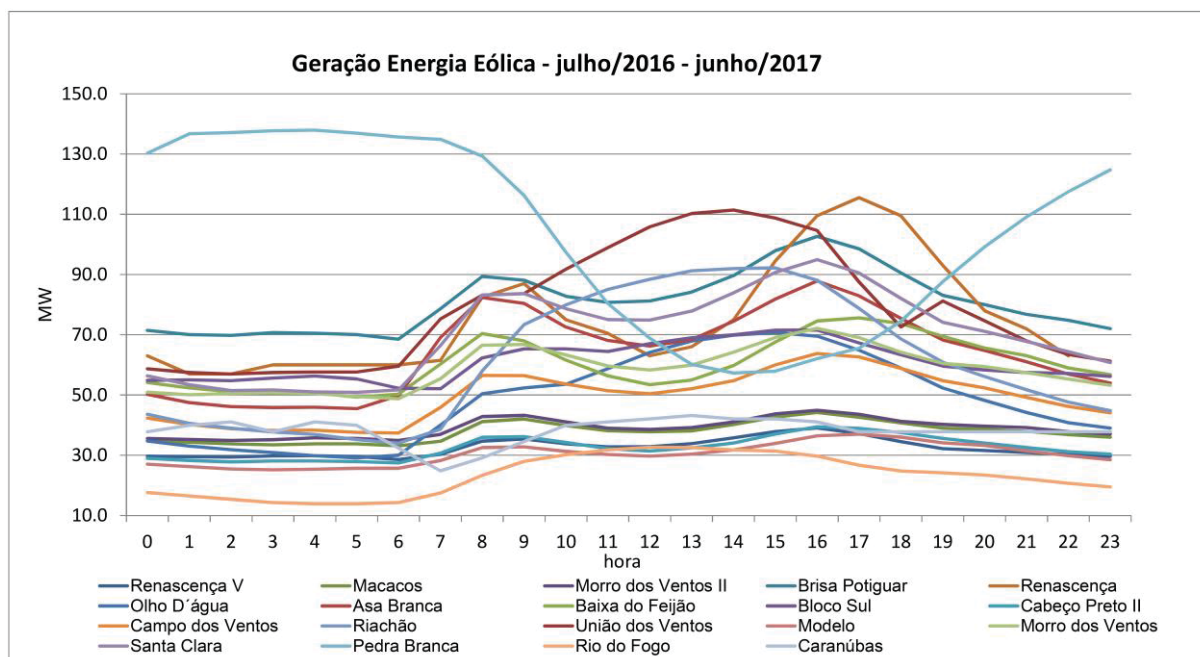
FIGURA 4.23 – GERAÇÃO FONTE EÓLICA - SISTEMA TESTE I – ESTAÇÕES DO ANO



FONTE: O Autor (2019).

Ainda buscando melhor representar o comportamento dos parques eólicos do sistema teste I a FIGURA 4.24 apresenta a média horária de produção de energia elétrica para cada parque eólico no período compreendido entre julho de 2016 e junho de 2017.

FIGURA 4.24 – GERAÇÃO MÉDIA POR PARQUE EÓLICO – JULHO/16 A JUNHO/17



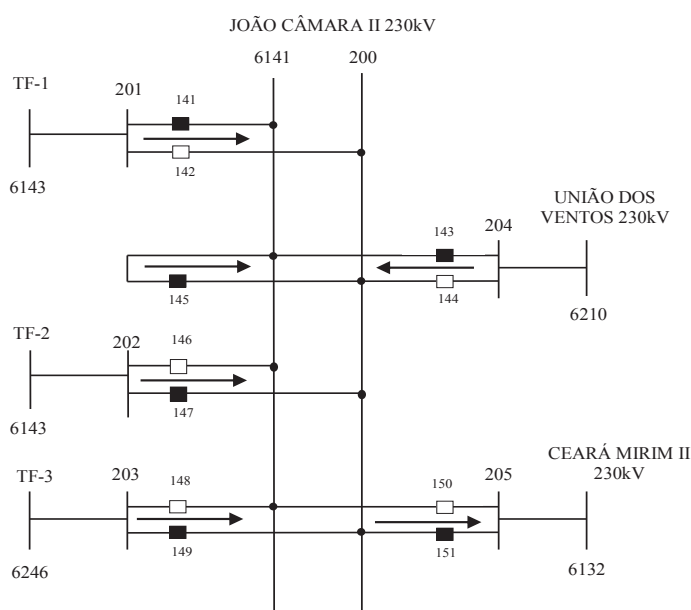
FONTE: O Autor (2019).



### 4.3 SISTEMA TESTE I – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO

Conforme apresentado no Capítulo III, a metodologia proposta possibilita a representação da rede elétrica no nível de subestação, permitindo avaliar a distribuição dos fluxos de potência através dos componentes das subestações. Essa avaliação cria subsídios para confirmação das especificações técnicas de equipamentos, principalmente de disjuntores. No sistema teste I, as barras de 230 kV das subestações de João Câmara II, Sobradinho e Natal 3, além das duas de barras de 138 kV da subestação João Câmara III foram escolhidas para serem representadas no nível de subestação. A avaliação da distribuição dos fluxos de potência dentro destas subestações é de fundamental importância para verificação do impacto das incertezas das fontes de energias eólica e solar no sistema elétrico de potência em análise. As duas barras de 138 kV da subestação João Câmara III e a barra de 230 kV de João Câmara II conectam 15 dos 19 parques eólicos do sistema teste I, justificando a escolha para a modelagem no nível de subestação. A escolha da barra de 230 kV da subestação Sobradinho foi motivada pela conexão da usina hidrelétrica de Sobradinho, do parque eólico Pedra Branca e da geração de energia por fonte solar, através da barra 230 kV da subestação Juazeiro 2. A escolha da barra de 230 kV da subestação Natal 3 foi motivada principalmente pela conexão da geração de energia por fonte solar nas barras de 69 kV. As FIGURAS 4.25 a 4.29 ilustram estas subestações nas configurações mais utilizadas, incluindo a principal direção dos fluxos de potência ativa.

FIGURA 4.25 – SUBESTAÇÃO 230 KV JOÃO CÂMARA II – MODELAGEM NSE

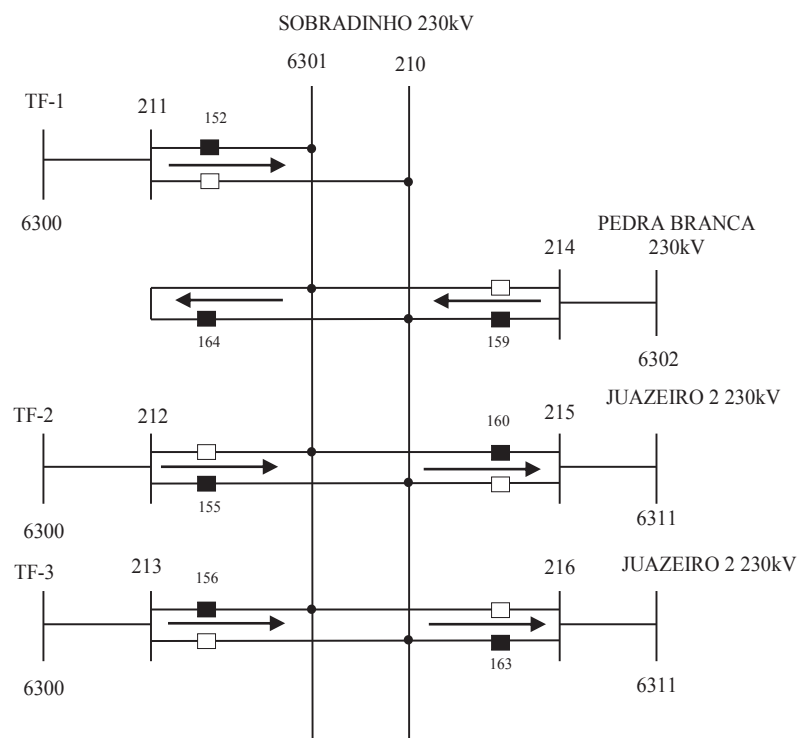


FONTE: O Autor (2019).



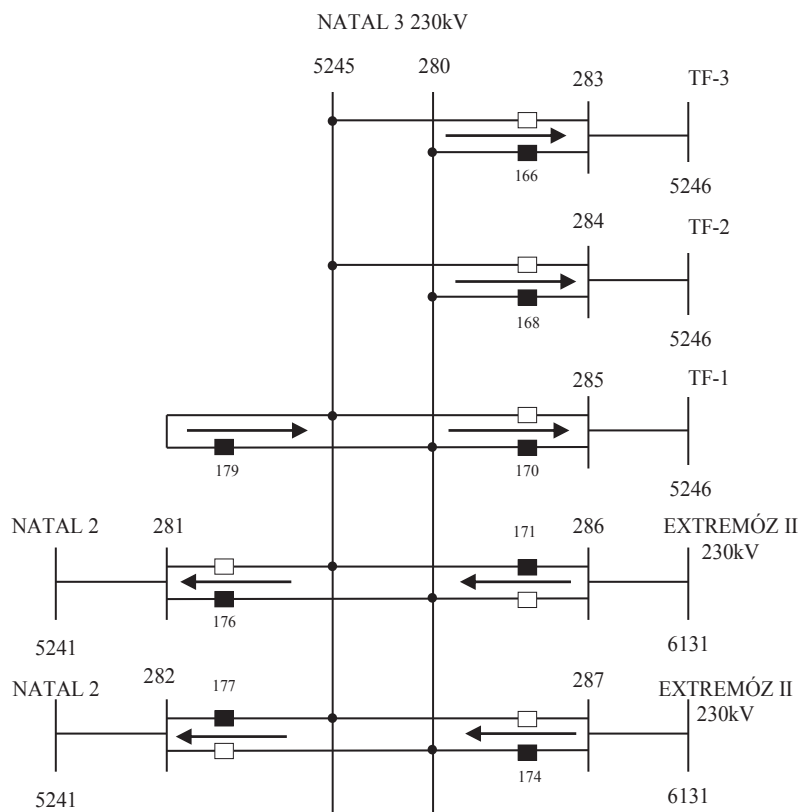


FIGURA 4.28 – SUBESTAÇÃO 230 KV SOBRADINHO – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO



FONTE: O Autor (2019).

FIGURA 4.29 – SUBESTAÇÃO 230 KV NATAL 3 – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO



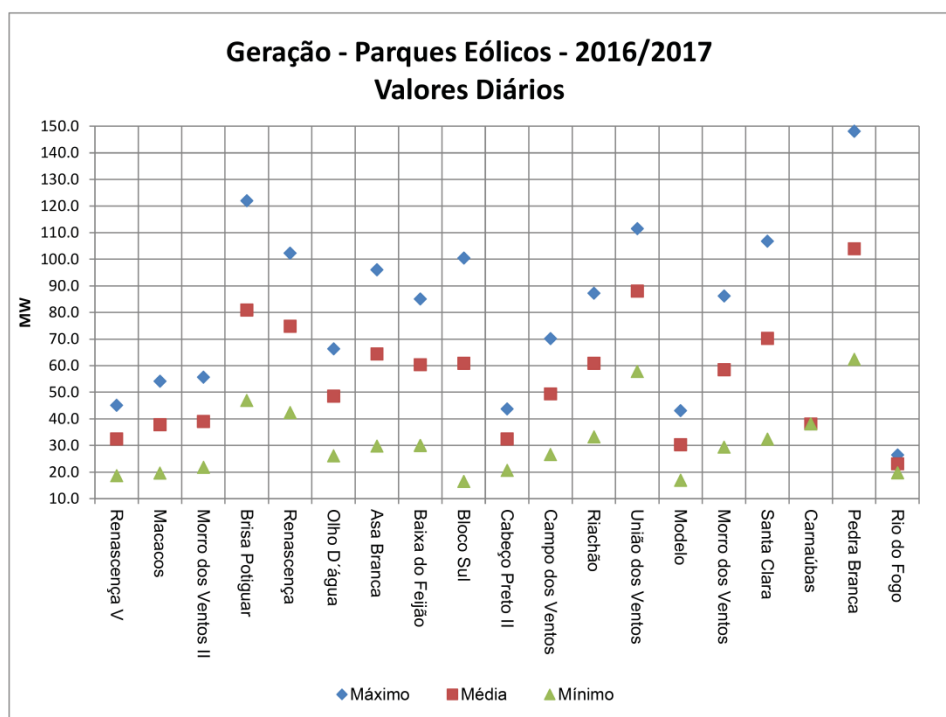
FONTE: O Autor (2019).

Para os diagramas ilustrados nas FIGURAS 4.25 a 4.29, os quadrados representam os disjuntores e indicam a escolha da barra para conexão dos circuitos. Os quadrados preenchidos representam disjuntores fechados e, neste caso, considera-se para o ramo deste dispositivo impedância nula, enquanto os quadrados vazios representam disjuntores abertos e portanto ramos com impedância de valor muito elevado. Conforme mencionado anteriormente, o sistema teste I original ilustrado na FIGURA 4.1 possui 92 barras, porém com a modelagem destas subestações no nível de subestação, o sistema de análise passou a contar com 139 barras.

#### 4.4 EXEMPLO DE APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA

A variação diária das potências ativas produzidas pelos parques eólicos, apresentados na seção 4.2, está ilustrada na FIGURA 4.30 e compreende o período entre junho de 2016 a julho de 2017. Todas essas informações correspondem a dados reais diários devidamente processados e agrupados para subsidiar a análise da metodologia proposta da maneira mais realista possível.

FIGURA 4.30 – VALORES MÁXIMOS, MÉDIOS E MÍNIMOS DAS POTÊNCIA ATIVAS DOS PARQUES EÓLICOS DO SISTEMA TESTE I

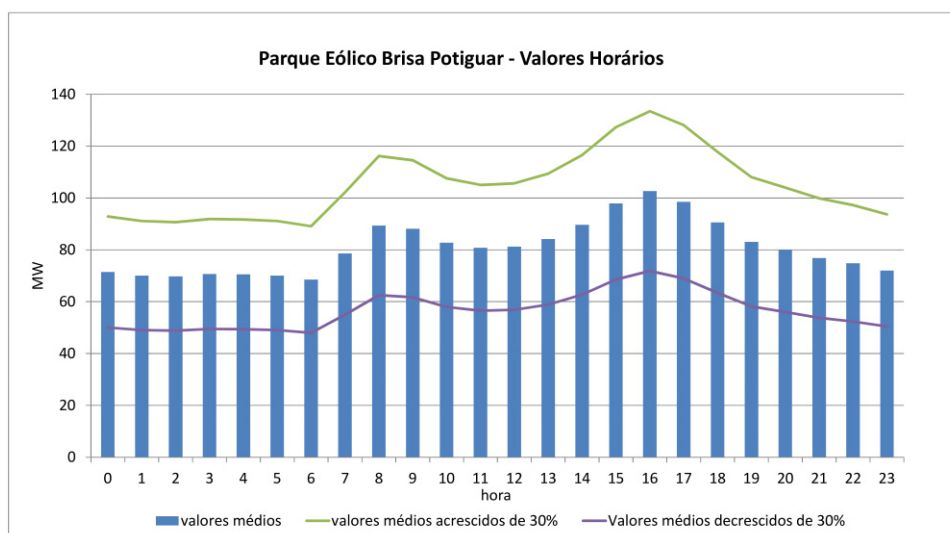


FONTE: O Autor (2019).

Conforme apresentado na FIGURA 4.30, se considerarmos as variações das potências ativas produzidas por todos os parques eólicos durante o dia, chega-se à conclusão que durante as 24 horas do dia, os parques eólicos variam +/- 30% em relação a média das potências ativas produzidas.

A fim de ilustrar a proposta de definição qualitativa dos valores máximos, médios e mínimos das potências ativas das fontes de energias eólica e solar, conforme apresentado no Capítulo III, foi escolhido o parque eólico Brisa Potiguar. A FIGURA 4.31 apresenta os valores médios das potências ativas  $\overline{Pg}_{eol}$  deste parque eólico ao longo das horas do dia (ilustração em barras), que foram determinados a partir dos dados históricos reais disponíveis, conforme também apresentado na FIGURA 4.24.

FIGURA 4.31 – COMPORTAMENTO HORÁRIO DO PARQUE EÓLICO BRISA POTIGUAR



FONTE: O Autor (2019).

Os valores médios das potências ativas  $\overline{Pg}_{eol}$  deste parque eólico ao longo das horas do dia, são utilizados no primeiro estágio (Seção 3.1 - Equação (3.2)) da metodologia proposta, com o objetivo de definir as variáveis determinísticas das grandezas elétricas do SEP.

Ainda de acordo com dados históricos reais, os valores máximos e mínimos das potências ativas do parque eólico Brisa Potiguar são definidos para cada hora do dia. Conforme apresentado na FIGURA 4.30 estes valores correspondem à variação de +/- 30% dos valores médios destas potências, os quais são representados pelas variáveis fuzzy  $\Delta \overline{Pg}_{eol}$  (ver FIGURA 3.2). De acordo com a ilustração da FIGURA 4.31, as variáveis fuzzy do parque eólico Brisa Potiguar são representadas pela variação existente entre a extremidade das barras do gráfico e os traços verde e roxo. Estes valores são utilizados no segundo estágio (Seção 3.2 - Equações

(3.17-3.21)) da metodologia proposta, para determinar as variáveis fuzzy das grandezas elétricas de SEP. As incertezas das grandezas elétricas do SEP são então calculadas pela soma das variáveis determinísticas, determinadas no primeiro estágio, com as variáveis fuzzy, determinadas no segundo estágio, como apresentado na Seção 3.2 - Equações (3.22-3.25).

Em resumo, os valores médios das potências ativas das fontes de energias eólica e solar são determinados através dos dados históricos reais disponíveis. Os valores máximos e mínimos dessas potências ativas são definidos pela variação horária de  $\pm 30\%$  em relação aos valores médios. Deve-se enfatizar que toda a estratégia proposta pressupõe uma análise horária, de tal forma que o modelo triangular fuzzy (baseado na função densidade de probabilidade normal) é usado para modelar a variação horária dos geradores eólicos no segundo estágio da metodologia proposta.

A mesma metodologia é aplicada as potências ativas produzidas por fontes de energia solar, distribuídas nas barras 69 kV, conforme mencionado anteriormente. A energia solar participa da formulação do problema apenas no período de incidência solar entre 6 e 18 horas, e o valor médio dessas potências  $\overline{\mathbf{Pg}}_{\text{sol}}$  é dimensionado em 10% das potências ativas demandadas nesses barras. As variáveis fuzzy  $\Delta \overline{\mathbf{Pg}}_{\text{sol}}$ , relacionadas as potências ativas produzidas pelas fontes de energia solar, também são definidas por valores equivalentes a  $\pm 30\%$  dos valores médios dessas potências.

Vale ressaltar que embora os valores disponibilizados pelo ONS para os parques eólicos e solares envolvam os valores médios das potências ativas, eles são suficientes para um planejamento prévio da expansão e operação de sistemas elétricos de potência. A consideração simultânea nas simulações, dos valores máximos ou dos valores mínimos de todos os parques eólicos e solares do sistema, maximizam ou minimizam os fluxos de potência ou de corrente através dos circuitos das subestações, principalmente daquelas conectadas diretamente a estes parques.

#### 4.5 RESULTADOS SISTEMA TESTE I

Visando proporcionar um melhor entendimento acerca dos resultados obtidos da metodologia proposta, esta seção apresenta separadamente os resultados referentes ao comportamento das potências ativas produzidas por geradores convencionais, dos fluxos de potência ativa em componentes de subestações e das tensões nodais, em função da variação das

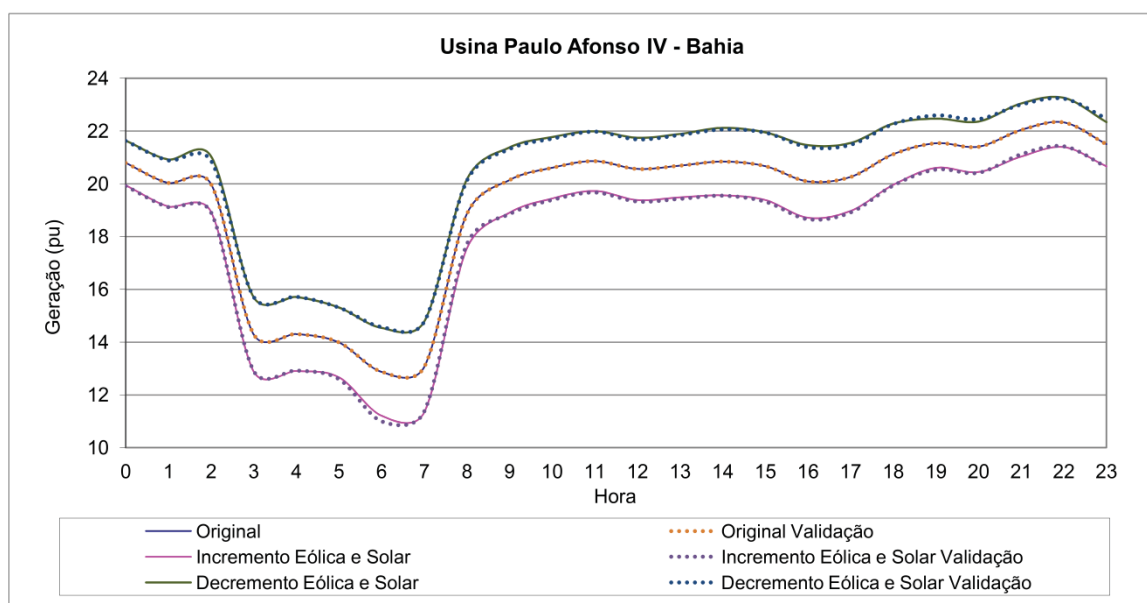
potências ativas produzidas por fontes de energias eólica e solar. Antes da apresentação dos resultados é demonstrada a validação da metodologia proposta no Sistema Teste I.

#### 4.5.1 Validação da metodologia proposta no Sistema Teste I

Os desenvolvimentos apresentados neste trabalho foram realizados utilizando a ferramenta computacional Matlab. O primeiro e mais importante resultado consiste em validar a metodologia proposta. Para essa validação, foram utilizadas soluções exaustivas do FPO convencional, considerando cada variação de aumento / diminuição das potências ativas das fontes eólica e solar.

A FIGURA 4.32 ilustra essa validação para as potências ativas da usina hidrelétrica de Paulo Afonso IV.

FIGURA 4.32 – VALIDAÇÃO – POTÊNCIAS ATIVAS USINA HIDRELÉTRICA PAULO AFONSO IV



FONTE: O Autor (2019).

O traço "Original" da FIGURA 4.32 representa os valores determinísticos das potências ativas da usina hidrelétrica de Paulo Afonso IV, obtida com a solução FPO-DE, conforme descrito na Seção 3.1. Neste caso, os valores médios qualitativos das potências ativas das fontes de energias eólica e solar são utilizados nas equações de balanço de potência ativa. O traço "Incremento Eólica e Solar" representa as incertezas das potências ativas da usina hidrelétrica de Paulo Afonso IV. Essas incertezas são determinadas pela soma de valores determinísticos (traço "Original") com valores fuzzy. Neste caso, de acordo com a técnica

descrita na Seção 3.2, os valores fuzzy foram determinados através de análise qualitativa de sensibilidade aplicada ao pós-processamento do FPO-DE, em função do aumento de 30% (valores máximos) nas potências ativas das fontes de energias eólica e solar. O traço "Decremento Eólica e Solar" também representa as incertezas das potências ativas da usina hidrelétrica de Paulo Afonso IV, mas considerando agora um decréscimo de 30% (valores mínimos) nas potências ativas dessas fontes de energia. Simulações também foram realizadas em um FPO convencional para validar a metodologia proposta. O traço "Original Validação" representa os valores obtidos na solução de um FPO convencional que considera nas equações de balanço de potência os valores médios qualitativos das potências ativas das fontes de energias eólica e solar. O traço "Incremento Eólica e Solar Validação" representa os valores obtidos no FPO convencional que considera nas equações de balanço de potência ativa, os valores médios qualitativos das potências ativas dessas fontes de energia aumentados em 30%, enquanto o traço "Decremento Eólica e Solar Validação" representa os valores obtidos no FPO convencional quando nessas equações os valores médios qualitativos das potências ativas dessas fontes de energia são reduzidos em 30%. A aderência dos resultados indica a eficácia da metodologia proposta na obtenção dos resultados desejados de forma expedita, conforme proposto. Essa autenticação também é obtida com sucesso para as outras grandezas elétricas do sistema.

A TABELA 4.2 apresenta a diferença percentual entre os valores das grandezas elétricas monitoradas, alcançados com o processamento direto do FPO, neste caso mencionados como validação na FIGURA 4.32, com os valores dessas grandezas alcançados com o pós-processamentos do FPO-DEF, conforme metodologia proposta. Os valores apresentados na TABELA 4.2 mostram que os resultados alcançados no pós-processamento do FPO-DEF são bastante próximos dos resultados alcançados com o processamento direto do FPO, assegurando a autenticidade da metodologia proposta. As grandezas monitoradas contemplam as correntes através de 38 disjuntores, sendo 6 na subestação João Câmara II 230 kV, 7 na subestação Sobradinho 230 kV, 8 na subestação Natal 3 230 kV, 9 na barra 1 da subestação João Câmara III 138 kV e 8 na barra 2 da subestação João Câmara III 138 kV. São monitoradas também as potências ativas produzidas por 13 geradores, sendo 3 termelétricos, 6 hidrelétricos e 4 equivalentes, além das magnitudes das tensões das 139 barras. Essas grandezas são monitoradas tanto para o incremento quanto para o decréscimo das potências ativas das fontes de energias eólica e solar. Como exemplo de análise da TABELA 4.2 tem-se que 7% dos valores das correntes, através de todos os disjuntores fechados representados no nível de subestação do



sistema teste I, considerando o incremento e o decremento das fontes de energia eólica e solar, apresentam diferença acima de 1% entre os valores calculados no processamento direto do FPO e os valores calculados no pós-processamento do FPO. Ainda exemplificando a TABELA 4.2, o número de grandezas monitoradas para as correntes corresponde a 1824, que considera o produto do número do disjuntores (38) com o número de horas do dia (24) e multiplicados por 2, da consideração do incremento e decremento das potências ativas das fontes de energias eólica e solar.

TABELA 4.2 – VALIDAÇÃO SISTEMA TESTE I

Sistema Teste I		Diferença percentual entre valores alcançados entre o processamento direto e pós processamento do FPO				
Influência	Grandezas Elétricas Monitoradas	acima de 1%	acima de 5%	acima de 10%	acima de 20 %	acima de 50 %
eólica e solar	Correntes através dos disjuntores	7%	2%	2%	1%	1%
eólica e solar	Potências Ativas - Geradores	12%	2%	1%	1%	1%
eólica e solar	Magnitudes das Tensões	5%	1%	0%	0%	0%

FONTE: O Autor (2019).

Propostas semelhantes, que contemplam simultaneamente no FPO, energias renováveis, técnicas de chaveamento (modelagem no nível de subestação) e informações qualitativas e que atinjam solução com tempo computacional reduzido (seção 4.6) como proposto em nosso trabalho, não foram encontradas na literatura. Essas características garantem que a abordagem proposta apresenta ideias inovadoras e se apresenta como uma ferramenta promissora para analisar o impacto de fontes de energias intermitentes nas grandezas elétricas de sistemas de potência.

As seções a seguir apresentam a determinação das incertezas das potências ativas produzidas pelos geradores convencionais, dos fluxos de potência através dos disjuntores e das magnitudes das tensões nodais em função das incertezas das potências ativas produzidas pelas fontes de energias eólica e solar. As análises apresentadas neste capítulo são acadêmicas e não têm a intenção de interferir na operação ou expansão do sistema real. As capacidades de interrupção de correntes dos disjuntores foram academicamente estimadas.

#### 4.5.2 Geradores Convencionais

Uma questão relevante associada às incertezas das potências ativas geradas pelas fontes de energias eólica e solar está relacionada à análise de seu impacto sobre as potências estabelecidas pelos geradores convencionais. Embora não seja aconselhável ignorar a

importância de fontes intermitentes na redução da reserva rotativa, também é necessária uma análise cuidadosa para evitar comprometer o fornecimento de energia aos consumidores em condições de reduções inesperadas da participação dessas fontes de energia na matriz energética.

Os geradores convencionais do Sistema Teste I compreendem usinas hidrelétricas e termelétricas, além dos geradores equivalentes necessários para compor um sistema equivalente do sistema elétrico brasileiro, conforme apresentado na TABELA 4.3.

TABELA 4.3 – GERADORES CONVENCIONAIS SISTEMA TESTE I

Geradores Convencionais	Tipo de geração	Potência (MW)
Sobradinho	Usina Hidrelétrica	1000
Luiz Gonzaga	Usina Hidrelétrica	1480
Paulo Afonso I,II	Usina Hidrelétrica	600
Paulo Afonso III	Usina Hidrelétrica	600
Paulo Afonso IV	Usina Hidrelétrica	2400
Xingó	Usina Hidrelétrica	3160
Potiguar III	Usina Termelétrica	66
Borborema	Usina Termelétrica	169
Maracanaú	Usina Termelétrica	168
São João do Piauí I	Gerador Equivalente	1732
São João do Piauí II	Gerador Equivalente	1992
Curral	Gerador Equivalente	1992
Pecem 2	Gerador Equivalente	4500

FONTE: O Autor (2019).

Para cada hora do dia foi solucionado um Fluxo de Potência Ótimo Determinístico Estendido (FPO-DE), onde nas equações de balanço de potência ativa foram considerados os valores médios das potências ativas dos parques eólicos, conforme ilustrado na FIGURA 4.24. Foram considerados também nessas equações os valores médios das potências ativas dos parques fotovoltaicos, que correspondem a 10% da carga das barras de 69 kV das subestações de Extremóz, Pau de Ferro, Fortaleza, Natal 3 e Juazeiro 2, conforme ilustrado na TABELA 4.4.

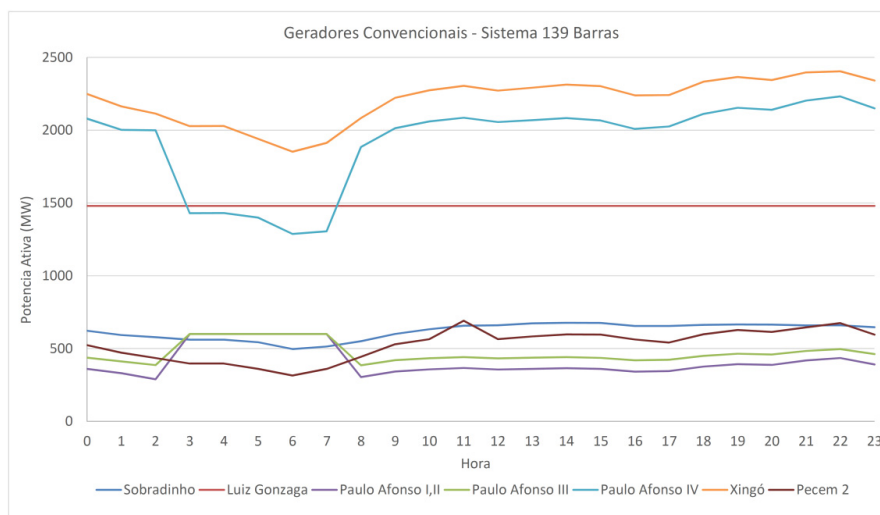
TABELA 4.4 – CONTRIBUIÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA (MW) PELA ENERGIA SOLAR – BARRAS 69 KV

Barra	Hora												
	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Extremóz 69 kV	15	15	16	17	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Pau de Ferro 69 kV	22	23	25	27	27	27	27	27	28	28	27	27	28
Fortaleza 69 kV	22	23	25	26	27	27	27	27	27	27	27	27	27
Natal 3 69 kV	14	15	16	17	17	18	17	18	18	18	17	17	18
Juazeiro 2 kV	17	18	19	20	21	21	21	21	21	21	21	21	21

FONTE: O Autor (2019).

Da solução do FPO-DE, obteve-se para as horas do dia, as curvas que representam os valores médios das potências ativas produzidas pelo geradores convencionais, conforme ilustrado na FIGURA 4.33.

FIGURA 4.33 – GERADORES CONVENCIONAIS SISTEMA TESTE I



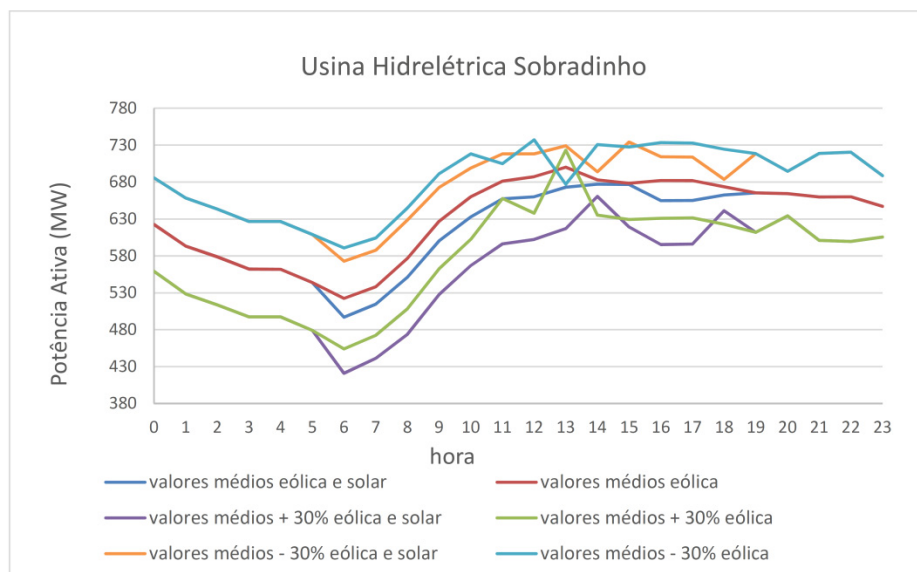
FONTE: O Autor (2019).

Com a FIGURA 4.33, observa-se que as usinas hidrelétricas de Xingó e Paulo Afonso IV são as principais contribuições de energia para o sistema elétrico considerado. As usinas termelétricas não foram despachadas em função do elevado custo de produção de energia, enquanto os geradores equivalentes de São João do Piauí I e II e Curral apresentaram uma contribuição desprezível para o sistema. Para algumas horas do dia as usinas hidrelétricas de Paulo Afonso I,II e III atingiram o limite de geração de energia elétrica. Durante as 24 horas a usina Hidrelétrica Luiz Gonzaga atinge o limite de geração de energia elétrica.

Uma vez definidos os valores médios das potências ativas produzidas por geradores convencionais, é possível definir as variações em relação a estes valores, em função das variações das potências ativas produzidas por fontes eólica e solar. Conforme seção 3.2, para cada hora do dia, as variações das potências ativas dos geradores convencionais são determinadas em função das variáveis fuzzy  $\Delta P_{g_{eol}}$  e  $\Delta P_{g_{sol}}$  das potências ativas produzidas por fontes de energias eólica e solar, respectivamente. Essas variáveis fuzzy são aplicadas ao pós-processamento do FPO-DE, através de análise de sensibilidade qualitativa.

A FIGURA 4.34 ilustra a variação das potências ativas dos geradores convencionais da Usina Hidrelétrica de Sobradinho em função da variação de  $\pm 30\%$  em relação aos valores médios das potências ativas produzidas por fontes eólica e solar, conforme apresentado na seção 4.4.

FIGURA 4.34 – GERAÇÃO DE ENERGIA – USINA HIDRELÉTRICA SOBRADINHO



FONTE: O Autor (2019).

A TABELA 4.5 apresenta para cada hora do dia as variações das potências ativas produzidas pela Usina Hidrelétrica de Sobradinho em relação aos seus valores médios, quando ocorre a variação de +/-30% das potências ativas das fontes de energias eólica solar. As potências ativas da usina hidrelétrica de Sobradinho foram influenciadas tanto pela energia eólica quanto pela energia solar. Como era de esperar, a usina aumenta o volume de produção de energia elétrica quando ocorre a redução da participação das fontes de energias eólica e solar, neste caso em 30%. Em contrapartida a usina reduz a produção de energia quando a participação das fontes de energia eólica e solar aumenta em 30%. As 11 e 13 horas observa-se uma maior influência da energia solar na produção de energia da usina quando comparada com a energia eólica. As 14 e 18 horas observa-se a redução da produção de energia da usina em função da combinação do efeito das fontes de energias eólica e solar.

TABELA 4.5 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – UHE SOBRADINHO

Variações	Hora											
	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
+ 30% eólica e solar	-63	-65	-65	-65	-65	-65	-76	-73	-77	-73	-66	-61
- 30% eólica e solar	63	65	65	65	65	65	76	73	77	73	66	61
+ 30% eólica	-63	-65	-65	-65	-65	-65	-68	-66	-68	-65	-58	-23
- 30% eólica	63	65	65	65	65	65	68	66	68	65	58	23
+ 30% solar	0	0	0	0	0	0	-7	-7	-9	-8	-8	-37
- 30% solar	0	0	0	0	0	0	7	7	9	8	8	37

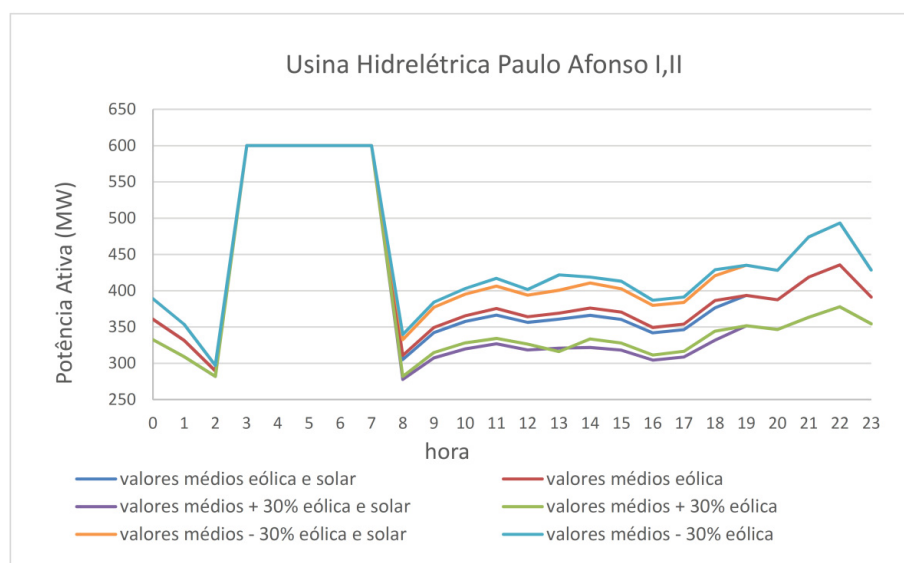
  

Variações	Hora											
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar	-58	-56	-17	-57	-59	-59	-21	-53	-30	-59	-60	-41
- 30% eólica e solar	58	56	17	57	59	59	21	53	30	59	60	41
+ 30% eólica	-50	23	-48	-49	-51	-51	-51	-53	-30	-59	-60	-41
- 30% eólica	50	-23	48	49	51	51	51	53	30	59	60	41
+ 30% solar	-8	-79	31	-8	-8	-8	30	0	0	0	0	0
- 30% solar	8	79	-31	8	8	8	-30	0	0	0	0	0

FONTE: O Autor (2019).

A FIGURA 4.35 ilustra a variação das potências ativas dos geradores convencionais da Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso I,II em função da variação de +/- 30% em relação aos valores médios das potências ativas produzidas por fontes eólica e solar.

FIGURA 4.35 – GERAÇÃO DE ENERGIA – USINA HIDRELÉTRICA PAULO AFONSO I,II



FONTE: O Autor (2019).

A TABELA 4.6 apresenta para cada hora do dia as variações das potências ativas produzidas pela Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso I,II em relação aos seus valores médios, quando ocorre a variação de +/-30% das potências ativas das fontes de energias eólica e solar. As potências ativas produzidas pela Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso I,II foram influenciadas tanto pela energia eólica quanto pela energia solar. Entre as 3 e 7 horas a usina atingiu o seu

limite de produção de energia elétrica e por este motivo as potências ativas não se alteram com a variação das fontes de energia eólica e solar. Vale ressaltar que na validação da metodologia proposta, conforme apresentado na TABELA 4.2, também foram atingidos os limites máximos de potência ativa, neste período, assegurando bons resultados para essa metodologia. Nas demais horas do dia, com a redução de 30 % da participação das fontes de energias eólica e solar a usina aumenta o volume de produção de energia elétrica. Com o aumento de 30 % da participação das fontes de energias eólica e solar a usina reduz o volume de produção de energia elétrica.

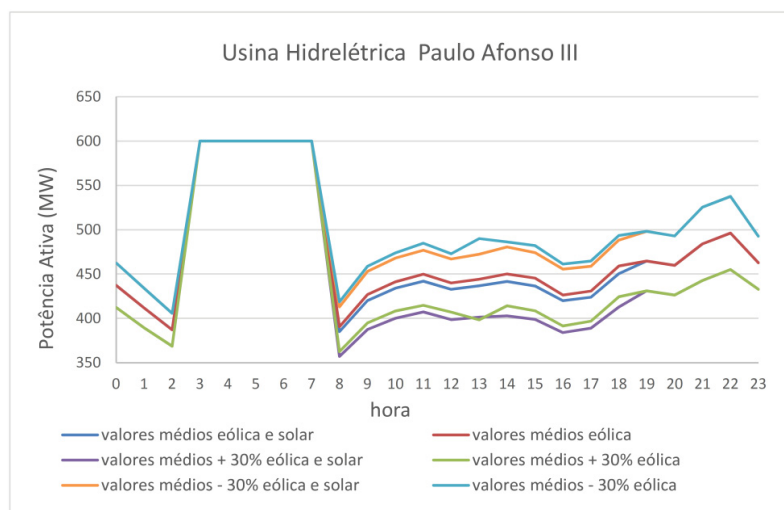
TABELA 4.6 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – UHE PAULO AFONSO I,II

Variações	Hora											
	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
+ 30% eólica e solar	-28	-22	-8	0	0	0	0	0	-27	-35	-38	-40
- 30% eólica e solar	28	22	8	0	0	0	0	0	27	35	38	40
+ 30% eólica	-28	-22	-8	0	0	0	0	0	-29	-35	-37	-41
- 30% eólica	28	22	8	0	0	0	0	0	29	35	37	41
+ 30% solar	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
- 30% solar	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	-1
Variações	Hora											
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar	-38	-40	-44	-42	-38	-38	-45	-42	-41	-55	-58	-37
- 30% eólica e solar	38	40	44	42	38	38	45	42	41	55	58	37
+ 30% eólica	-37	-53	-43	-43	-38	-37	-42	-42	-41	-55	-58	-37
- 30% eólica	37	53	43	43	38	37	42	42	41	55	58	37
+ 30% solar	0	13	-2	0	0	0	-2	0	0	0	0	0
- 30% solar	0	-13	2	0	0	0	2	0	0	0	0	0

FONTE: O Autor (2019).

A FIGURA 4.36 ilustra a variação das potências ativas dos geradores convencionais da Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso III em função da variação de +/- 30% em relação aos valores médios das potências ativas produzidas por fontes eólica e solar.

FIGURA 4.36 – GERAÇÃO DE ENERGIA – USINA HIDRELÉTRICA PAULO AFONSO III



FONTE: O Autor (2019).

A TABELA 4.7 apresenta para cada hora do dia as variações das potências ativas produzidas pela Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso III em relação aos seus valores médios, quando ocorre a variação de +/-30% das potências ativas das fontes de energia eólica e solar. O comportamento das potências ativas dessa usina é semelhante ao comportamento das potências ativas da Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso I,II. As potências ativas produzidas pela Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso III foram influenciadas tanto pela energia eólica quanto pela energia solar. Entre as 3 e 7 horas a usina atingiu o seu limite de produção de energia elétrica e por este motivo as potências ativas não se alteram com a variação das fontes de energias eólica e solar. Vale ressaltar que na validação da metodologia proposta, conforme apresentado na TABELA 4.2, também foram atingidos os limites máximos de potência ativa, neste período, assegurando bons resultados para essa metodologia. Ao longo do dia a usina aumenta e reduz o volume de produção de energia elétrica em função da redução e aumento da participação das fontes de energias eólica e solar, respectivamente.

TABELA 4.7 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – UHE PAULO AFONSO III

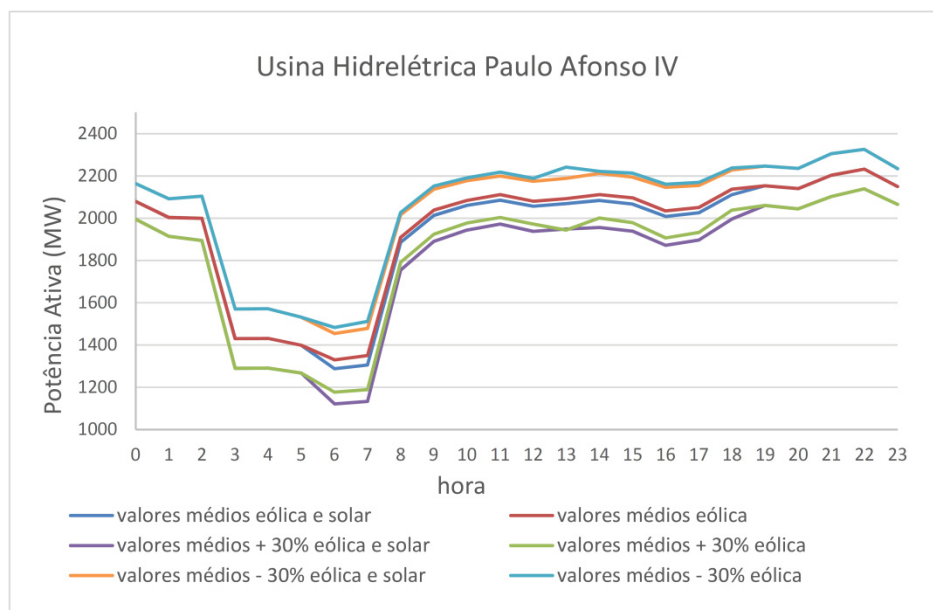
Variações	Hora											
	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
+ 30% eólica e solar	-25	-22	-19	0	0	0	0	0	-28	-33	-34	-35
- 30% eólica e solar	25	22	19	0	0	0	0	0	28	33	34	35
+ 30% eólica	-25	-22	-19	0	0	0	0	0	-28	-32	-33	-35
- 30% eólica	25	22	19	0	0	0	0	0	28	32	33	35
+ 30% solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0
- 30% solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0
Variações	Hora											
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar	-34	-36	-39	-38	-36	-35	-38	-34	-33	-41	-41	-30
- 30% eólica e solar	34	36	39	38	36	35	38	34	33	41	41	30
+ 30% eólica	-33	-46	-36	-37	-35	-34	-35	-34	-33	-41	-41	-30
- 30% eólica	33	46	36	37	35	34	35	34	33	41	41	30
+ 30% solar	-1	10	-3	-1	-1	-1	-3	0	0	0	0	0
- 30% solar	1	-10	3	1	1	1	3	0	0	0	0	0

FONTE: O Autor (2019).

A FIGURA 4.37 ilustra a variação das potências ativas dos geradores convencionais da Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso IV em função da variação de +/- 30% em relação aos valores médios das potências ativas produzidas por fontes eólica e solar.



FIGURA 4.37 – GERAÇÃO DE ENERGIA – USINA HIDRELÉTRICA PAULO AFONSO IV



FONTE: O Autor (2019).

A TABELA 4.8 apresenta para cada hora do dia as variações das potências ativas produzidas pela Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso IV em relação aos seus valores médios, quando ocorre a variação de +/-30% das potências ativas das fontes de energias eólica e solar. As potências ativas produzidas pela Usina Hidrelétrica de Paulo Afonso IV foram influenciadas tanto pela energia eólica quanto pela energia solar, com destaque para a influência da energia eólica. Ao longo do dia a usina aumenta e reduz o volume de produção de energia elétrica em função da redução e aumento da participação das fontes de energias eólica e solar, respectivamente.

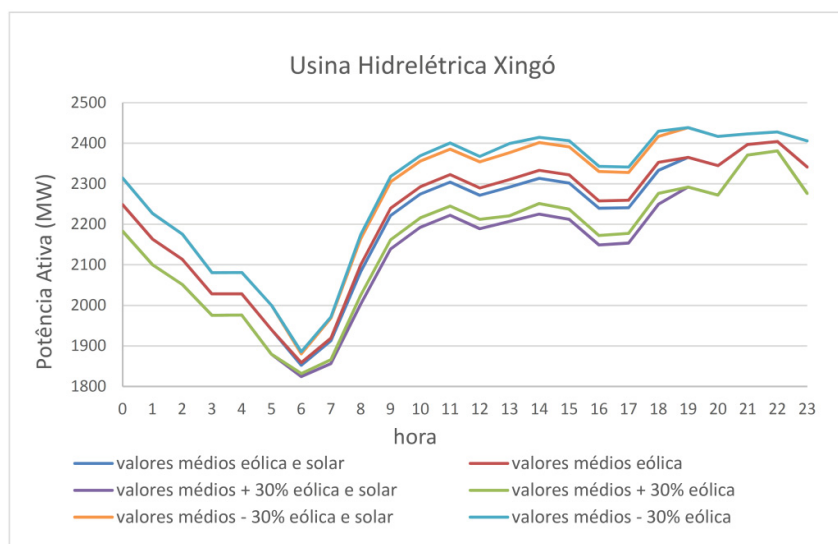
TABELA 4.8 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – UHE PAULO AFONSO IV

Variações	Hora											
	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
+ 30% eólica e solar	-85	-89	-105	-140	-140	-132	-166	-172	-131	-124	-116	-113
- 30% eólica e solar	85	89	105	140	140	132	166	172	131	124	116	113
+ 30% eólica	-85	-89	-105	-140	-140	-132	-153	-161	-118	-114	-107	-108
- 30% eólica	85	89	105	140	140	132	153	161	118	114	107	108
+ 30% solar	0	0	0	0	0	0	-13	-11	-13	-10	-10	-5
- 30% solar	0	0	0	0	0	0	13	11	13	10	10	5
Variações	Hora											
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar	-118	-120	-128	-128	-137	-129	-116	-93	-96	-101	-93	-84
- 30% eólica e solar	118	120	128	128	137	129	116	93	96	101	93	84
+ 30% eólica	-108	-149	-111	-117	-127	-118	-100	-93	-96	-101	-93	-84
- 30% eólica	108	149	111	117	127	118	100	93	96	101	93	84
+ 30% solar	-10	29	-17	-11	-10	-10	-16	0	0	0	0	0
- 30% solar	10	-29	17	11	10	10	16	0	0	0	0	0

FONTE: O Autor (2019).

A FIGURA 4.38 ilustra a variação das potências ativas dos geradores convencionais da Usina Hidrelétrica de Xingó em função da variação de  $\pm 30\%$  em relação aos valores médios das potências ativas produzidas por fontes eólica e solar.

FIGURA 4.38 – GERAÇÃO DE ENERGIA – USINA HIDRELÉTRICA XINGÓ



FONTE: O Autor (2019).

A TABELA 4.9 apresenta para cada hora do dia as variações das potências ativas produzidas pela Usina Hidrelétrica de Xingó em relação aos seus valores médios, quando ocorre a variação de  $\pm 30\%$  das potências ativas das fontes de energia eólica e solar. As potências ativas produzidas pela Usina Hidrelétrica de Xingó foram influenciadas tanto pela energia eólica quanto pela energia solar. Ao longo do dia a redução da participação dessas fontes de energia aumentam a produção de energia elétrica pela usina e vice versa.

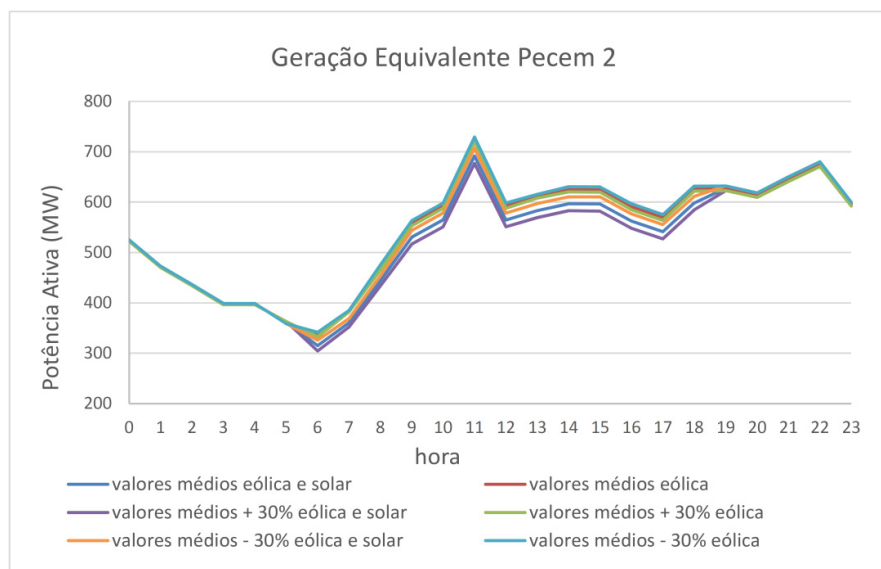
TABELA 4.9 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – UHE XINGÓ

Variações	Hora											
	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
+ 30% eólica e solar	-66	-63	-62	-52	-52	-60	-28	-56	-80	-83	-82	-82
- 30% eólica e solar	66	63	62	52	52	60	28	56	80	83	82	82
+ 30% eólica	-66	-63	-62	-52	-52	-60	-27	-53	-75	-78	-77	-78
- 30% eólica	66	63	62	52	52	60	27	53	75	78	77	78
+ 30% solar	0	0	0	0	0	0	-1	-3	-5	-5	-5	-4
- 30% solar	0	0	0	0	0	0	1	3	5	5	5	4
Variações	Hora											
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar	-82	-85	-88	-90	-91	-87	-83	-73	-72	-26	-23	-65
- 30% eólica e solar	82	85	88	90	91	87	83	73	72	26	23	65
+ 30% eólica	-77	-89	-82	-85	-86	-82	-77	-73	-72	-26	-23	-65
- 30% eólica	77	89	82	85	86	82	77	73	72	26	23	65
+ 30% solar	-5	4	-7	-5	-5	-5	-7	0	0	0	0	0
- 30% solar	5	-4	7	5	5	5	7	0	0	0	0	0

FONTE: O Autor (2019).

A FIGURA 4.39 ilustra a variação das potências ativas dos geradores equivalentes da barra de 500 kV Pecem 2 em função da variação de  $\pm 30\%$  em relação aos valores médios das potências ativas produzidas por fontes eólica e solar.

FIGURA 4.39 – GERAÇÃO DE ENERGIA – GERADOR EQUIVALENTE PECSEM 2



FONTE: O Autor (2019).

A TABELA 4.10 apresenta para cada hora do dia as variações das potências ativas produzidas pelo gerador equivalente Pecem 2 em relação aos seus valores médios, quando ocorre a variação de  $\pm 30\%$  das potências ativas das fontes de energias eólica e solar. As potências ativas produzidas pelo gerador equivalente Pecem 2 foram influenciadas tanto pela energia eólica quanto pela energia solar. Ao longo do dia a redução da participação dessas fontes de energia aumentam a produção de energia elétrica pela usina e vice versa.

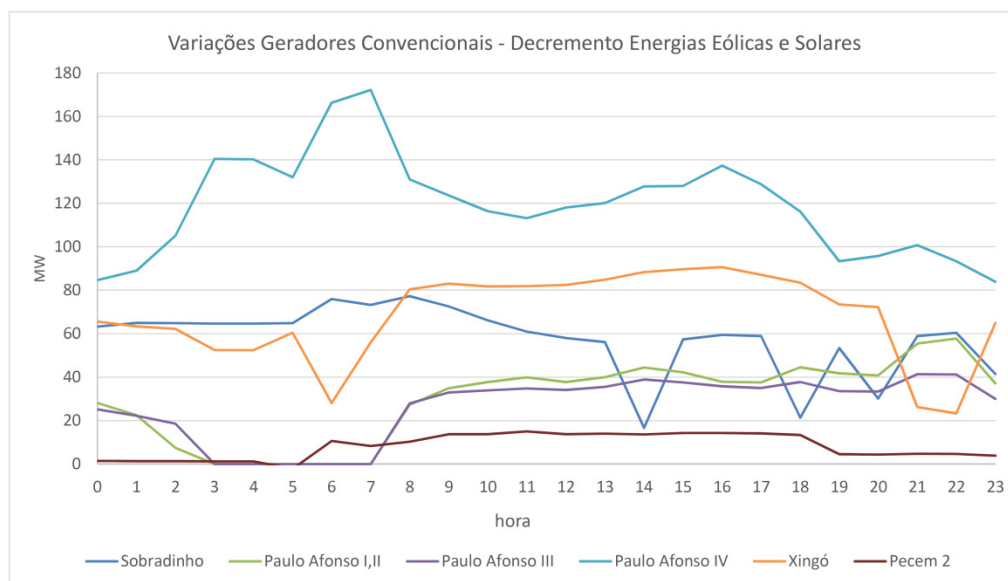
TABELA 4.10 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – PECSEM 2

Variações	Hora											
	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
+ 30% eólica e solar	-1	-1	-1	-1	-1	2	-11	-8	-10	-14	-14	-15
- 30% eólica e solar	1	1	1	1	1	-2	11	8	10	14	14	15
+ 30% eólica	-1	-1	-1	-1	-1	2	-4	-1	-5	-5	-5	-5
- 30% eólica	1	1	1	1	1	-2	4	1	5	5	5	5
+ 30% solar	0	0	0	0	0	0	-6	-7	-5	-8	-9	-10
- 30% solar	0	0	0	0	0	0	6	7	5	8	9	10
Variações	Hora											
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar	-14	-14	-14	-14	-14	-14	-13	-4	-4	-5	-5	-4
- 30% eólica e solar	14	14	14	14	14	14	13	5	4	5	5	4
+ 30% eólica	-5	-4	-5	-5	-6	-6	-5	-4	-4	-5	-5	-4
- 30% eólica	5	4	5	5	6	6	5	5	4	5	5	4
+ 30% solar	-8	-10	-9	-9	-8	-8	-9	0	0	0	0	0
- 30% solar	9	10	9	9	8	8	9	0	0	0	0	0

FONTE: O Autor (2019).

Interessante análise consiste em avaliar a variação das potências ativas dos geradores convencionais de energia elétrica do sistema teste I, em relação aos valores médios, quando ocorre a redução da participação das fontes de energias eólica e solar, conforme ilustrado na FIGURA 4.40.

FIGURA 4.40 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) - GERADORES CONVENCIONAIS – REDUÇÃO DE 30% FONTES EÓLICAS E SOLARES



FONTE: O Autor (2019).

Em análise a FIGURA 4.40, observa-se que no período compreendido entre as 3 e 7 horas, as usinas hidrelétricas de Paulo Afonso I,II e III geram o limite de produção de energia elétrica e por este motivo não variam com a redução para participação das fontes de energias eólica e solar. Neste período as usinas de Paulo Afonso IV e Sobradinho geram mais energia para o sistema. As 6 horas, a redução de potência da usina de Xingó é compensada pelo aumento de potências das usinas de Sobradinho e Paulo Afonso IV, além do gerador equivalente de Pecem 2. A redução de potência da usina de Sobradinho que ocorre as 14, 18 e 20 horas é compensada pelo aumento de potência nas usinas Paulo Afonso I,II, III e IV e Xingó. A redução de potência da usina de Xingó no período compreendido entre 20 e 22 horas é compensada pelo aumento das potências das demais usinas do sistema, com exceção do gerador convencional de Pecem 2. A usina hidrelétrica de Paulo Afonso IV é a que mais contribui para o sistema quando da redução da participação das fontes de energia eólica e solar. O gerador convencional de Pecem 2 tem uma participação mais independente das demais fontes de energia.

Considerando os valores extremos alcançados pelas potências ativas dos geradores convencionais, com e sem a influência da participação das fontes de energia solar e eólica é possível avaliar a capacidade de reserva de energia desses geradores, necessária para suprir a demanda do sistema em análise. A reserva de energia é obtida da razão entre as potências ativas produzidas pelos geradores e suas capacidades instaladas disponíveis para produção de energia elétrica. A TABELA 4.11 apresenta a reserva de energia dos geradores convencionais quando da participação ou não destas fontes de energia no sistema considerado.

TABELA 4.11 – RESERVA DE ENERGIA SISTEMA TESTE I

Geradores	Limites (MW)	Reserva Geração (%)	
		Original	Impacto Eólica e Solar
Usina Hidrelétrica Sobradinho	1000	33	27
Usina Hidrelétrica Paulo Afonso IV	2400	7	3
Usina Hidrelétrica Xingó	3160	24	23
Gerador Equivalente Curral	1992	100	100
Gerador Equivalente Pecém 2	4500	85	84
Usina Termelétrica Potiguar III	66	100	100
Usina Termelétrica Borborema	169	100	100
Usina Termelétrica Maracanaú	168	100	100

FONTE: O Autor (2019).

Cabe ressaltar que os valores máximos das potências ativas produzidas por geradores convencionais, considerando o impacto das energias eólica e solar, foram alcançados com o decréscimo de 30% da participação destas energias.

O sistema em análise contempla uma capacidade instalada de aproximadamente 20 GW distribuídos entre as usinas hidrelétricas e termelétricas e geradores equivalentes, além da demanda horária de aproximadamente 9 GW. Conforme preconiza o Plano Decenal de Expansão o planejamento de geração de energia elétrica é baseado em reserva operacional equivalente a 5% da demanda. Com as variações de +/- 30% da energia ativa das fontes eólica e solar, o sistema teste I garante uma reserva operacional de 450 MW, sendo a demanda do sistema em torno de 9 GW.

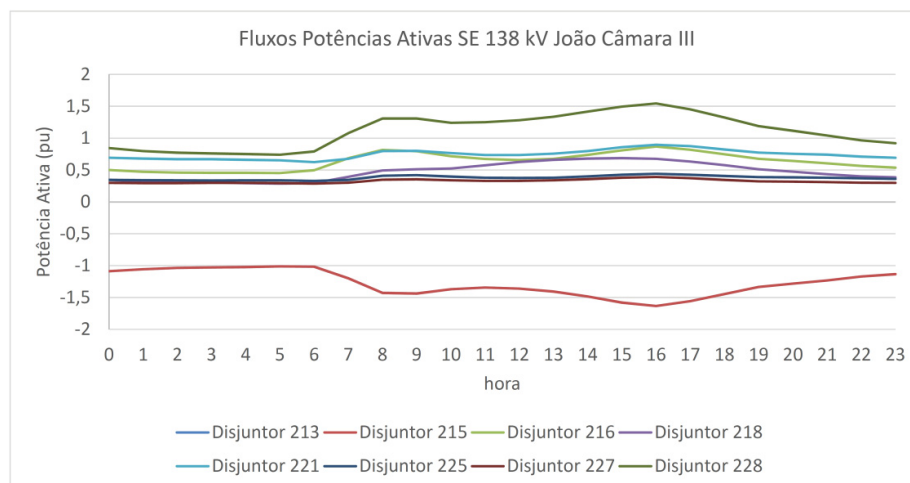
#### 4.5.3 Fluxo de Potência Ativa em Equipamentos

A verificação do correto dimensionamento da corrente nominal dos disjuntores, muitas vezes motivada por expansões ou alterações nos sistemas de potência, tem atraído a atenção de analistas desses sistemas em diferentes partes do mundo. Nessas análises, a representação da

subestação de interesse no nível da subestação, conforme proposto neste trabalho, permite a avaliação de forma direta dos fluxos de potência por meio desses dispositivos. Como a maioria das ferramentas de análise considera a modelagem barra - ramo, essa avaliação requer a adoção de procedimentos adicionais que sobrecarregam os profissionais da área, dificultando a realização dessa tarefa de modo rápido, quando necessário. A incorporação da modelagem de redes no nível da subestação no FPO elimina essa etapa, facilitando e subsidiando de maneira mais eficaz o trabalho de análise desses profissionais.

Para ilustrar a eficácia desse atributo da metodologia proposta, a barra 1 da subestação 138 kV João Câmara III foi escolhida para modelagem no nível da subestação, por contar com aproximadamente 700 MW de potência instalada pelos parques eólicos Asa Branca, Olho d'água, Renascença, Morro dos Ventos II, Macacos e Renascença V. A FIGURA 4.41 ilustra os valores médios dos fluxos de potência ativa através dos disjuntores dessa subestação apresentados na FIGURA 4.26. Esses fluxos foram determinados para cada hora do dia, considerando além das potências ativas dos geradores convencionais, os valores médios das potências ativas produzidas pelas fontes de energias eólica e solar, conforme apresentado na seção 3.1.

FIGURA 4.41 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS – SE 138 KV JOÃO CÂMARA III – BARRA 1

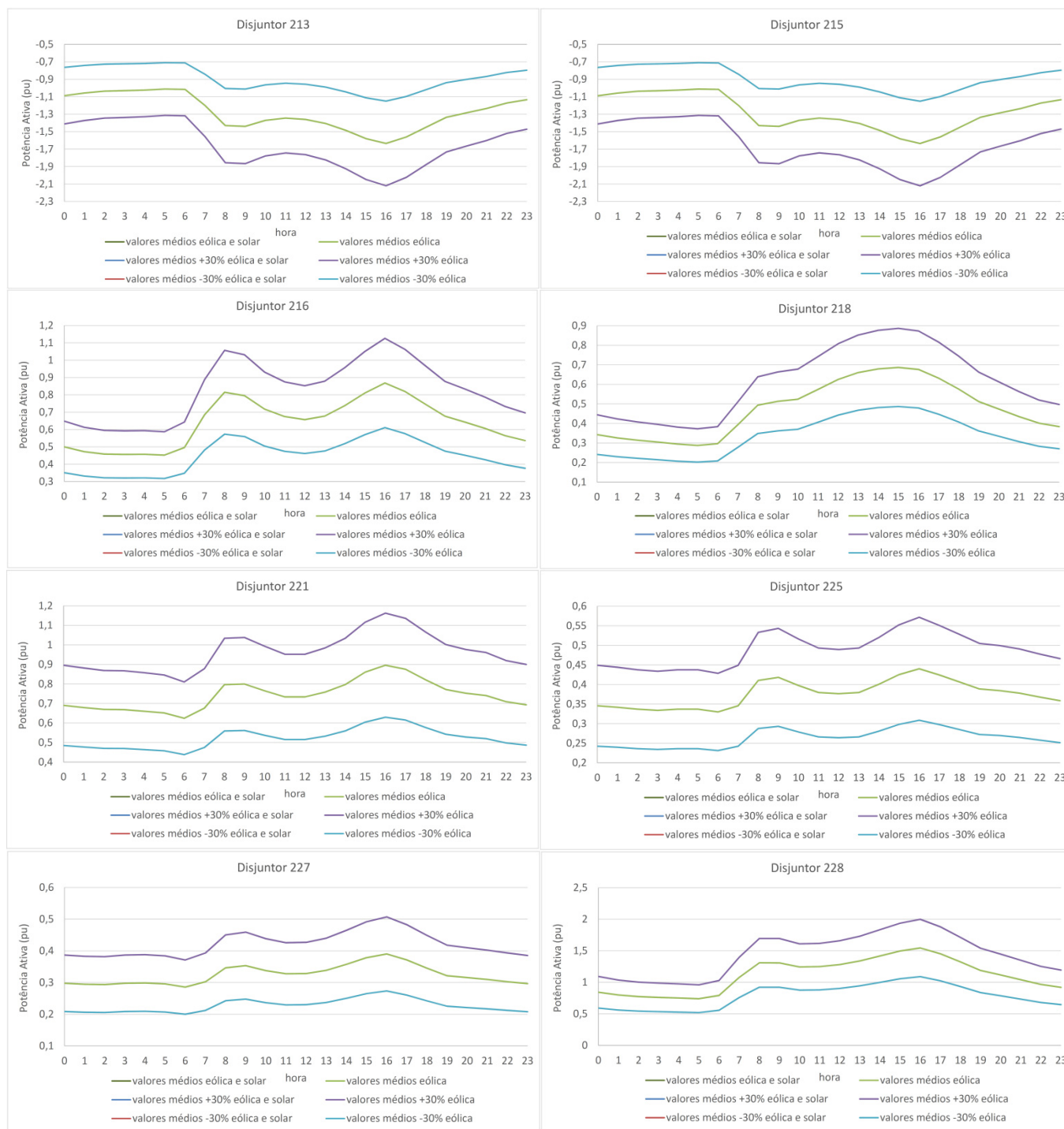


FONTE: O Autor (2019).

Observa-se na FIGURA 4.41 que os disjuntores 213 e 215 que conectam os parques eólicos Asa Branca, Olho d'água, Renascença, Macacos e Renascença V ao sistema teste I, foram os disjuntores mais solicitados pelos fluxos de potência, inclusive com os mesmos valores para esses fluxos, em funções das impedâncias dos transformadores serem iguais. A FIGURA 4.42 ilustra as variações dos fluxos de potência ativa através dos disjuntores da barra 1 da SE 138 kV João Câmara III, em função da variação de  $\pm 30\%$  nas potências ativas produzidas pelas fontes de energia eólica. Essas variações foram determinadas conforme seção 3.2 deste trabalho de pesquisa. A TABELA 4.12 apresenta as variações em relação aos valores médios desses fluxos em função da variação dessas fontes de energia. Como era de se esperar os fluxos de potência ativa através dos disjuntores são influenciados apenas pelas fontes de energia eólica. Por este motivo na FIGURA 4.42, os traçados referentes a influência das fontes eólica e solar coincidem com o traçados referentes somente com a influência da fonte eólica. Os fluxos de potência através dos disjuntores 213 e 215, responsáveis por transmitir a energia produzida pelos parques eólicos para o sistema, foram os que mais apresentaram variação em função da variação das potências ativas produzidas pelo parques eólicos Asa Branca, Olho d'água, Renascença, Macacos e Renascença V. O parque eólico Morro dos Ventos II foi considerado em manutenção. Os fluxos de potência através de todos os disjuntores da barra 1 da SE 138 kV João Câmara III, elevam seus valores com o incremento das potências ativas das fontes de energia eólica e vice versa.



FIGURA 4.42 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 138 KV JOÃO CÂMARA III - BARRA 1



FONTE: O Autor (2019).

TABELA 4.12 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 138 KV JOÃO CÂMARA III – BARRA 1

		Disjuntor 213 – Transformador 1 500/138 kV																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	32	32	31	31	31	30	30	30	36	43	43	41	40	40	42	44	47	48	46
- 30% eólica	-32	-32	-31	-31	-31	-30	-30	-30	-36	-43	-43	-41	-40	-40	-42	-44	-47	-48	-46
		Disjuntor 215 – Transformador 2 500/138 kV																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	32	32	31	31	31	30	30	30	36	43	43	41	40	40	42	44	47	48	46
- 30% eólica	-32	-32	-31	-31	-31	-30	-30	-30	-36	-43	-43	-41	-40	-40	-42	-44	-47	-48	-46
		Disjuntor 216 – Parque Eólico Asa Branca																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	15	14	14	14	14	13	13	15	20	24	24	21	20	20	20	22	24	26	24
- 30% eólica	-15	-14	-14	-14	-14	-13	-13	-15	-20	-24	-24	-21	-20	-20	-20	-22	-24	-26	-24
		Disjuntor 218 – Parque Eólico Olho d'Água																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	10	10	9	9	9	9	9	9	12	15	15	15	17	18	19	20	20	20	18
- 30% eólica	-10	-10	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-12	-15	-15	-15	-17	-18	-19	-20	-20	-20	-18
		Disjuntor 221 – Parque Eólico Renascença																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	21	20	20	20	20	19	19	19	20	24	24	23	22	22	23	24	26	27	26
- 30% eólica	-21	-20	-20	-20	-20	-19	-19	-19	-20	-24	-24	-23	-22	-22	-23	-24	-26	-27	-26
		Disjuntor 225 – Parque Eólico Macacos																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	10	10	10	10	10	10	10	10	10	12	13	12	11	11	11	12	13	13	13
- 30% eólica	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-12	-13	-12	-11	-11	-11	-12	-13	-13	-13
		Disjuntor 227 – Parque Eólico Renascença V																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	9	9	9	9	9	9	9	9	9	10	11	10	10	10	10	11	11	12	11
- 30% eólica	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-10	-11	-10	-10	-10	-10	-11	-11	-12	-11
		Disjuntor 228 – Interligador de barras																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	25	24	23	23	22	22	22	24	32	39	39	37	37	38	39	42	44	45	43
- 30% eólica	-25	-24	-23	-23	-22	-22	-22	-24	-32	-39	-39	-37	-37	-38	-39	-42	-44	-45	-43

FONTE: O Autor (2019).

Uma vez determinados os fluxos de potências ativa e reativa através dos disjuntores da barra 1 da subestação 138 kV João Câmara III, as correntes máximas através desses dispositivos foram calculadas em função das potências aparentes.

A TABELA 4.13 apresenta os valores máximos das correntes através dos principais disjuntores desta subestação, bem como a proporção desses valores em relação aos seus valores nominais. Essas análises são realizadas para a condição original, ou seja, sem a variação dos valores médios das potências ativas das fontes eólicas, e com uma variação de +/- 30% em relação a esses valores.

TABELA 4.13 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DE DISJUNTORES DA SE 138 KV JOÃO CÂMARA III – BARRA 1

Sistema	Disjuntores							
	213	215	216	218	221	225	227	228
Original (A)	687	687	365	291	377	184	164	651
Incremento Energia Eólica (A)	896	896	475	381	492	240	213	849
Decremento Energia Eólica (A)	481	481	256	204	263	129	114	456
Corrente Nominal Disjuntores (A)	3150	3150	1250	1250	1250	1250	1250	2000
Corrente Original /Corrente Nominal (%)	22	22	29	23	30	15	13	33
Corrente Máxima com Eólica /Corrente Nominal (%)	28	28	38	30	39	19	17	42

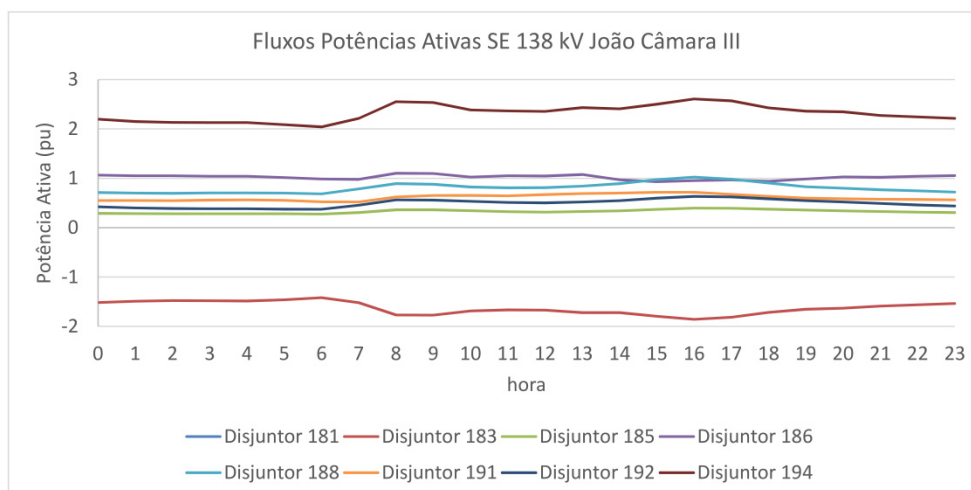
FONTE: O Autor (2019).

Os resultados indicam que o efeito das fontes de energia eólica elevou os valores máximos das correntes por esses dispositivos em até 9%. As máximas correntes através do disjuntor interligador de barras 228, atingiram 42% do valor de corrente nominal quando expostas às incertezas das potências ativas produzidas pelo parques eólicos conectados a subestação. O efeito das fontes de energia solar nesta subestação não foi identificado.

Deve-se notar que este caso considera uma condição operacional normal. Logicamente, sob condições de contingência (critério n - 1) ou expansões no sistema considerado, as correntes que passam por esses disjuntores poderiam estar mais próximas dos valores nominais e até excedê-los. Esse tipo de análise pode ser realizada pela metodologia proposta e permite avaliar a necessidade de substituir esses dispositivos por equipamentos que possuam maior capacidade nominal de corrente.

A FIGURA 4.43 ilustra os valores médios dos fluxos de potência ativa através dos disjuntores da subestação 138 kV João Câmara III – barra 2, apresentados na FIGURA 4.27. Esses fluxos foram determinados conforme item 3.1, deste trabalho de pesquisa.

FIGURA 4.43 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS – SE 138 KV JOÃO CÂMARA III – BARRA 2



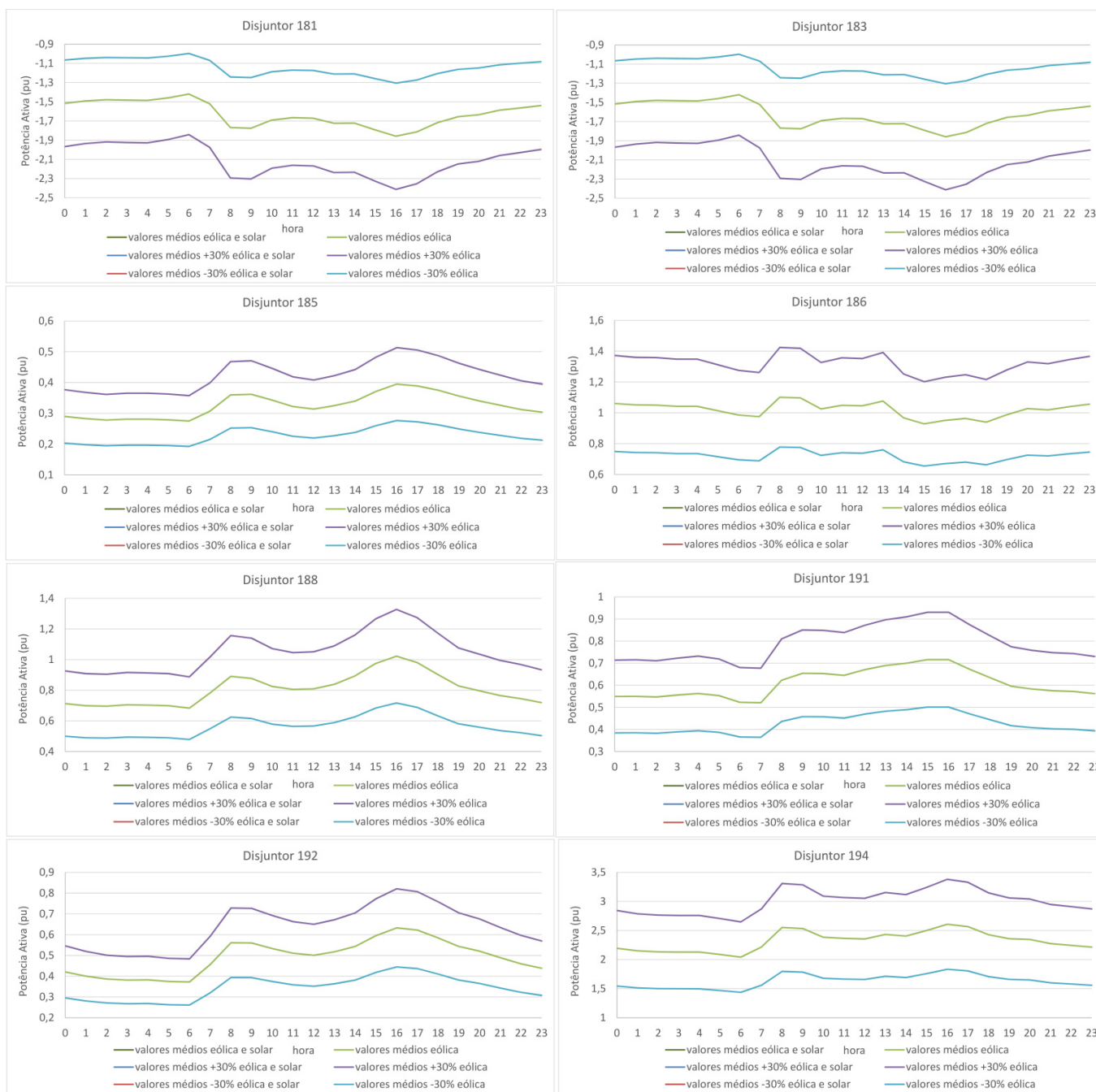
FONTE: O Autor (2019).

Em análise a FIGURA 4.43 observa-se que os fluxos de potência ativa através do disjuntor interligador de barras 194, e dos disjuntores 181 e 183, responsáveis pelo envio da produção de energia dos parques eólicos Cabeço Preto II, Baixa do Feijão, Brisa Potiguar, Bloco Sul e Campos dos Ventos para o sistema, são os que apresentam maiores valores. Os fluxos de potência ativa através dos disjuntores 181 e 183 possuem o mesmo valor.

A FIGURA 4.44, apresenta as variações dos fluxos de potência ativa através disjuntores da barra 2 da SE 138 kV João Câmara III em função da variação de  $\pm 30\%$  nas potências ativas produzidas pelas fontes de energias eólica e solar. Essas variações foram determinadas conforme seção 3.2 deste trabalho de pesquisa. A TABELA 4.14 apresenta as variações em relação aos valores médios dos fluxos de potência ativa através dos disjuntores da barra 2 da SE 138 kV João Câmara III, em função da variação dessas fontes de energia. Os fluxos de potência ativa através dos disjuntores desta subestação são influenciados apenas pela fontes de energia eólica. Por este motivo na FIGURA 4.44, os traçados referentes a influência das fontes eólica e solar coincidem com o traçados referentes somente com a influência da fonte eólica. Os fluxos através dos disjuntores 181, 183 e 194 são os mais influenciados por estas fontes de energia. Os fluxos de potência através de todos os disjuntores da barra 2 da SE 138 kV João

Câmara III, elevam seus valores com o incremento das potências ativas das fontes de energia eólica e vice versa.

FIGURA 4.44 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 138 KV JOÃO CÂMARA III - BARRA 2



FONTE: O Autor (2019).

TABELA 4.14 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 138 KV JOÃO CÂMARA III – BARRA 2

		Disjuntor 181 – Transformador 1 500/138 kV																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	45	44	44	44	44	44	43	42	45	53	53	50	50	50	51	51	53	55	54
- 30% eólica	-45	-44	-44	-44	-44	-44	-43	-42	-45	-53	-53	-50	-50	-50	-51	-51	-53	-55	-54
		Disjuntor 183 – Transformador 2 500/138 kV																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	45	44	44	44	44	44	43	42	45	53	53	50	50	50	51	51	53	55	54
- 30% eólica	-45	-44	-44	-44	-44	-44	-43	-42	-45	-53	-53	-50	-50	-50	-51	-51	-53	-55	-54
		Disjuntor 185 – Parque Eólico Cabeço Preto II																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	9	8	8	8	8	8	8	8	9	11	11	10	10	9	10	10	11	12	12
- 30% eólica	-9	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-9	-11	-11	-10	-10	-9	-10	-10	-11	-12	-12
		Disjuntor 186 – Parque Eólico Baixa do Feijão																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	31	31	31	31	31	31	30	29	29	32	32	30	31	31	32	28	27	28	28
- 30% eólica	-31	-31	-31	-31	-31	-31	-30	-29	-29	-32	-32	-30	-31	-31	-32	-28	-27	-28	-28
		Disjuntor 188 – Parque Eólico Brisa Potiguar																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	21	21	21	21	21	21	21	20	23	27	26	25	24	24	25	27	29	31	29
- 30% eólica	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-21	-20	-23	-27	-26	-25	-24	-24	-25	-27	-29	-31	-29
		Disjuntor 191 – Parque Eólico Bloco Sul																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	16	17	16	17	17	17	17	16	16	19	20	20	19	20	21	21	21	20	19
- 30% eólica	-16	-17	-16	-17	-17	-17	-17	-16	-16	-19	-20	-20	-19	-20	-21	-21	-21	-21	-20
		Disjuntor 192 – Parque Eólico Campo dos Ventos																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	13	12	12	11	11	11	11	11	14	17	17	16	15	15	15	16	18	19	19
- 30% eólica	-13	-12	-12	-11	-11	-11	-11	-11	-14	-17	-17	-16	-15	-15	-15	-16	-18	-19	-19
		Disjuntor 194 – Interligador de barras																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	65	64	63	63	63	63	62	61	66	76	75	71	70	70	72	71	74	77	76
- 30% eólica	-65	-64	-63	-63	-63	-63	-62	-61	-66	-76	-75	-71	-70	-70	-72	-71	-74	-77	-76
		Disjuntor 194 – Interligador de barras																	
		Hora																	
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17
+ 30% eólica	65	64	63	63	63	63	62	61	66	76	75	71	70	70	72	71	74	77	76
- 30% eólica	-65	-64	-63	-63	-63	-63	-62	-61	-66	-76	-75	-71	-70	-70	-72	-71	-74	-77	-76

FONTE: O Autor (2019).

Uma vez determinados os fluxos de potências ativa e reativa através dos disjuntores da barra 2 da SE 138 kV João Câmara III, foram calculadas as máximas correntes através destes dispositivos pelo cálculo da potência aparente. Essas correntes foram comparadas com os valores nominais dos disjuntores, conforme TABELA 4.15.

TABELA 4.15 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DE DISJUNTORES DA SE 138 KV JOÃO CÂMARA III – BARRA 2

Sistema	Disjuntores							
	181	183	185	186	188	191	192	194
Original (A)	778	778	166	462	428	300	265	1090
Incremento Energia Eólica (A)	1012	1012	216	603	556	391	345	1417
Decremento Energia Eólica (A)	547	547	116	327	303	210	186	771
Corrente Nominal Disjuntores (A)	3150	3150	1250	1250	1250	1250	1250	2000
Corrente Original /Corrente Nominal (%)	25	25	13	37	34	24	21	55
Corrente Máxima com Eólica /Corrente Nominal (%)	32	32	17	48	44	31	28	71

FONTE: O Autor (2019).

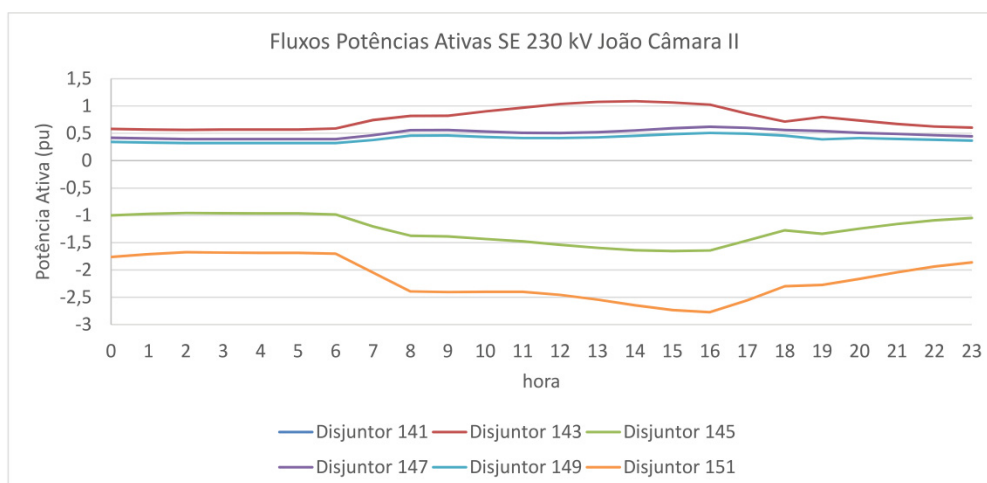
Os resultados indicam que o efeito das fontes de energia eólica foi bastante significativo. A máxima corrente através do disjuntor interligador de barras 194 atingiu 71% de seu valor de corrente nominal quando exposto às incertezas das potências ativas produzidas pelos parques eólicos Cabeço Preto II, Baixa do Feijão, Brisa Potiguar, Bloco Sul e Campos dos Ventos. O efeito das fontes de energia solar nesta subestação não foi identificado.

Em condições de contingência (critério n - 1) ou expansões no sistema considerado, as correntes que passam por esses disjuntores poderiam estar mais próximas dos valores nominais e até excedê-los, resultando na necessidade de substituição desses dispositivos por equipamentos que possuam maior capacidade de corrente nominal.

A FIGURA 4.45 ilustra os valores médios dos fluxos de potência ativa através dos disjuntores da subestação 230 kV João Câmara II, apresentados na FIGURA 4.25. Esses valores foram determinados conforme seção 3.1 deste trabalho de pesquisa.



FIGURA 4.45 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS – SE 230 KV JOÃO CÂMARA II

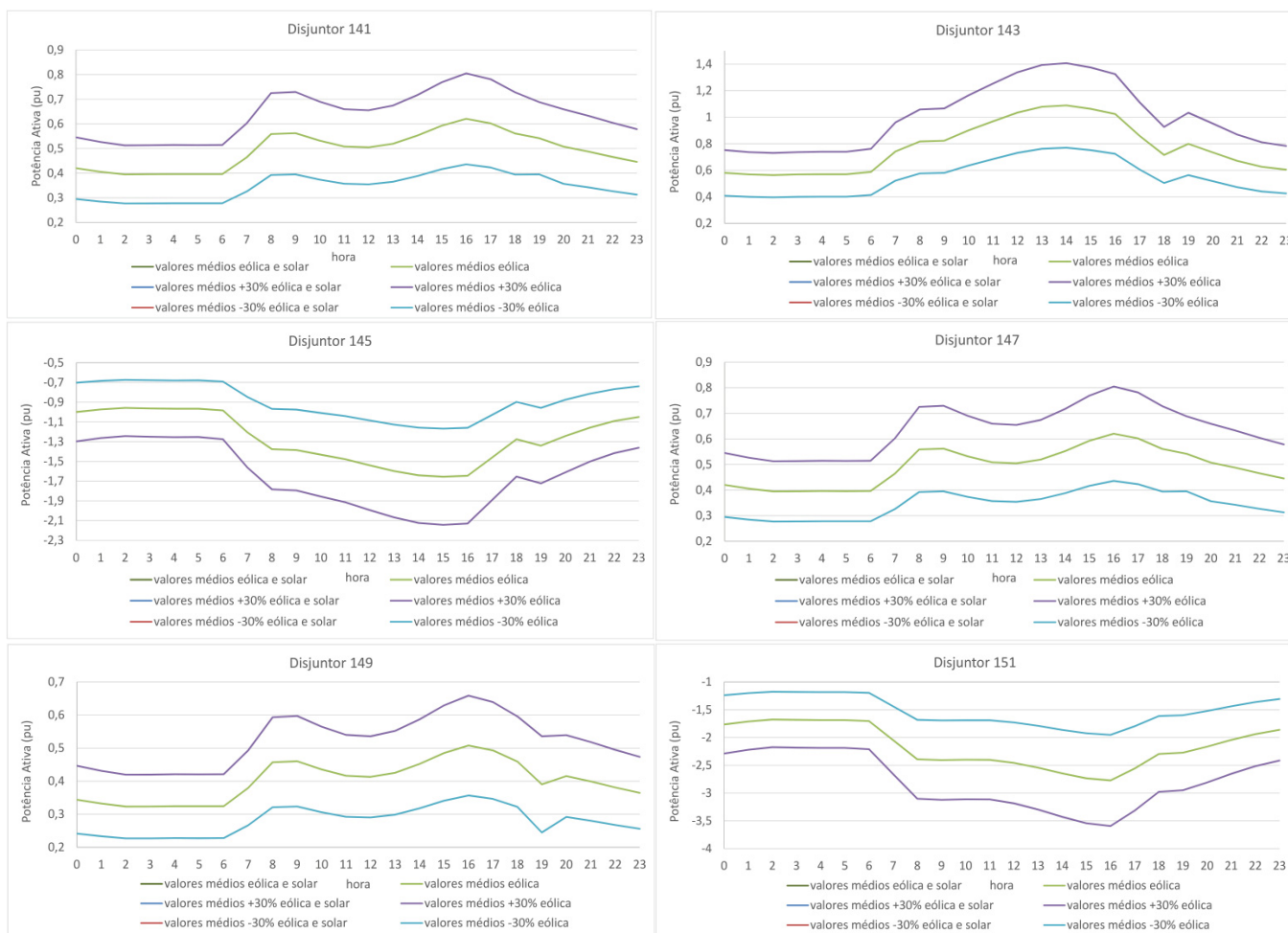


FONTE: O Autor (2019).

De acordo com a FIGURA 4.45 observa-se que os fluxos de potência com maiores valores foram alcançados através do disjuntor 151, responsável pelo envio da energia produzida pelos parques eólicos União dos Ventos, Morro dos Ventos, Modelo e Santa Clara para o sistema através da barra 230 kV de Ceará Mirim.

A FIGURA 4.46 ilustra o comportamento dos fluxos de potências através dos disjuntores da subestação 230 kV João Câmara II, em função da variação de +/-30% da variação das potências ativas produzidas pelas fontes de energias eólica e solar. Esse comportamento foi determinado conforme seção 3.2 deste trabalho de pesquisa. A TABELA 4.16 apresenta as variações em relação aos valores médios dos fluxos de potências através dos disjuntores da subestação, em função da variação dessas fontes de energia. Como ocorreu para a SE 138 kV João Câmara III, os fluxos de potência ativa através dos disjuntores da subestação 230 kV João Câmara II também foram influenciados apenas pelas fontes de energia eólica. Por este motivo na FIGURA 4.46, os traçados referentes a influência das fontes eólica e solar coincidem com o traçados referentes somente com a influência da fonte eólica. Esses fluxos através do disjuntor 151 foram os mais influenciados por essa fonte de energia. Os fluxos de potência através de todos os disjuntores da SE João Câmara II 230 kV, elevam seus valores com o incremento das potências ativas das fontes de energia eólica e vice versa.

FIGURA 4.46 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV JOÃO CÂMARA II



FONTE: O Autor (2019).

TABELA 4.16 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 230 KV JOÃO CÂMARA II

Disjuntor 141 – Transformador 1 230/69 kV																									
		Hora																							
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica	13	12	12	12	12	12	12	12	14	17	17	16	15	15	15	16	18	18	18	17	15	15	15	14	13
- 30% eólica	-13	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-14	-17	-17	-16	-15	-15	-15	-16	-18	-18	-18	-17	-15	-15	-15	-14	-13
Disjuntor 143 – Parque Eólico União dos Ventos																									
		Hora																							
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica	17	17	17	17	17	17	17	17	22	24	24	27	28	30	32	32	31	30	25	21	24	22	20	19	18
- 30% eólica	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-17	-22	-24	-24	-27	-28	-30	-32	-32	-31	-30	-25	-21	-24	-22	-20	-19	-18
Disjuntor 145 – Interligador de barras																									
		Hora																							
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica	30	29	28	29	29	29	29	29	36	41	41	42	44	45	47	48	49	48	43	38	38	37	34	32	31
- 30% eólica	-30	-29	-28	-29	-29	-29	-29	-29	-36	-41	-41	-42	-44	-45	-47	-48	-49	-48	-43	-38	-38	-37	-34	-32	-31
Disjuntor 147 – Transformador 2 230/69 kV																									
		Hora																							
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica	13	12	12	12	12	12	12	12	14	17	17	16	15	15	15	16	18	18	18	17	15	15	15	14	13
- 30% eólica	-13	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-12	-14	-17	-17	-16	-15	-15	-15	-16	-18	-18	-18	-17	-15	-15	-15	-14	-13
Disjuntor 149 – Transformador 3 230/69 kV																									
		Hora																							
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica	10	10	10	10	10	10	10	10	11	14	14	13	12	12	13	13	14	15	15	14	15	12	12	11	11
- 30% eólica	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-11	-14	-14	-13	-12	-12	-13	-13	-14	-15	-15	-14	-15	-12	-12	-11	-11
Disjuntor 151 – SE 230 kV Ceará Mirim																									
		Hora																							
Variações		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica	53	51	50	50	50	50	50	51	61	71	71	71	71	73	75	78	81	82	76	68	67	64	61	58	55
- 30% eólica	-52	-51	-50	-50	-50	-50	-50	-51	-61	-71	-71	-71	-71	-73	-75	-78	-81	-82	-76	-68	-67	-64	-61	-58	-55

FONTE: O Autor (2019).

A TABELA 4.17 apresenta os valores máximos de corrente através dos disjuntores da subestação 230 kV João Câmara II, bem como a proporção desses valores em relação aos seus valores nominais. Essas análises são realizadas para a condição original, ou seja, sem a variação dos valores médios das potências ativas das fontes eólicas, e com uma variação de +/- 30% em relação a esses valores.

TABELA 4.17 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DE DISJUNTORES DA SE 230 KV JOÃO CÂMARA II

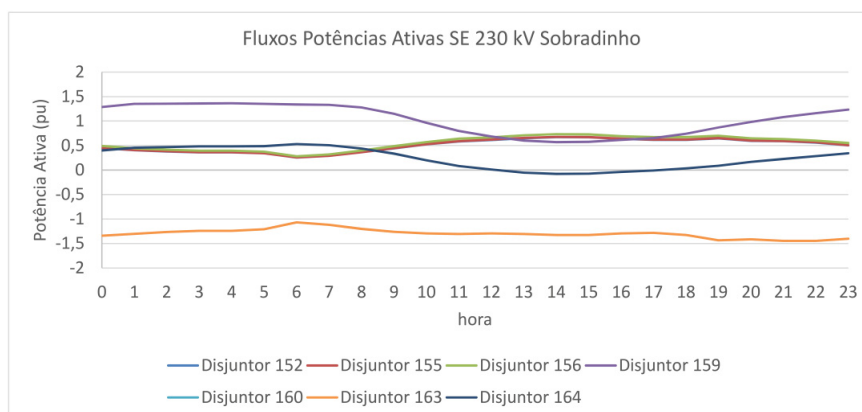
Sistema	Disjuntores					
	141	143	145	147	149	151
Original (A)	156	278	419	156	128	700
Incremento Energia Eólica (A)	204	368	551	204	167	916
Decremento Energia Eólica (A)	109	193	326	109	97	490
Corrente Nominal Disjuntores (A)	1250	1250	1250	1250	1250	1250
Corrente Original /Corrente Nominal (%)	12	22	34	12	10	56
Corrente Máxima com Eólica /Corrente Nominal (%)	16	29	44	16	13	73

FONTE: O Autor (2019).

Os resultados indicam que o efeito das fontes de energia eólica foi significativo. A máxima corrente através do disjuntor 151, responsável pelo envio da energia produzida pelos parques eólicos União dos Ventos, Morro dos Ventos, Modelo e Santa Clara para o sistema através da barra 230 kV de Ceará Mirim, atingiu 73% de seu valor de corrente nominal quando exposto às incertezas das potências ativas produzida pelos parques eólicos conectados ao barramento em estudo. O efeito das fontes de energia solar nesta subestação não foi identificado. Condições de contingência (critério n - 1) ou expansões no sistema considerado, podem resultar na necessidade de substituir os disjuntores por equipamentos que possuam maior capacidade nominal de corrente.

A FIGURA 4.47 ilustra os valores médios dos fluxos de potência ativa através dos disjuntores da subestação 230 kV Sobradinho, apresentados na FIGURA 4.28. Esses fluxos foram determinados conforme seção 3.1 deste trabalho de pesquisa.

FIGURA 4.47 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS – SE 230 KV SOBRADINHO

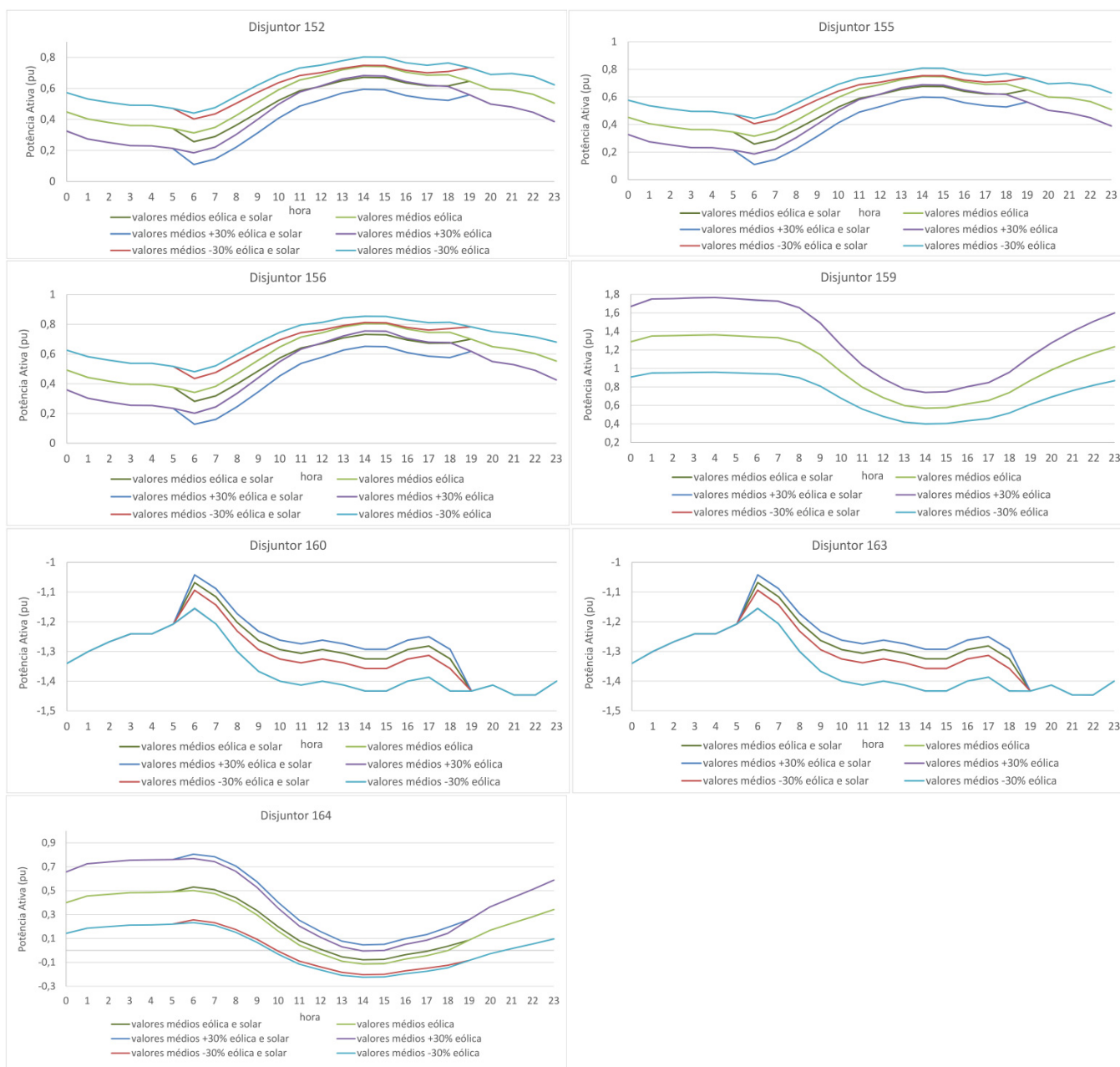


FONTE: O Autor (2019).

A FIGURA 4.47 demonstra que os maiores valores de fluxos de potência ativa são alcançados através dos disjuntores 160 e 163 (com iguais valores), responsáveis pela conexão com a barra de 230 kV da subestação Juazeiro 2, seguidos dos fluxos de potência ativa através do disjuntor 159 responsável por transmitir as potências produzidas pelo parque eólico de Pedra Branca. A FIGURA 4.48 demonstra o comportamento dos fluxos de potência ativa através dos disjuntores da subestação 230 kV Sobradinho em função da variação de  $\pm 30\%$  nas potências ativas das fontes de energia eólica e solar. Esse comportamento foi determinado conforme seção 3.2 deste trabalho de pesquisa. Além da ilustração da FIGURA 4.48, a TABELA 4.18 demonstra que a maioria dos fluxos de potência ativa através dos disjuntores variam em torno de seus valores médios sob influência tanto da energia eólica quanto da energia solar. Os fluxos através do disjuntor 159, sofrem influência apenas da fonte de energia eólica, uma vez que este disjuntor faz a conexão do parque eólico Pedra Branca. Os fluxos de potência ativa através dos disjuntores 160 e 163 sofrem influência apenas das fontes de energia solar, uma vez que estes disjuntores fazem conexão com as fontes de energia solar através da barra de 69 kV de Juazeiro 2. Geralmente o incremento das potências ativas das fontes de energias eólica e solar, reduz os fluxos de potência ativa através dos disjuntores 152, 155 e 156, responsáveis por importar energia da barra de 500 kV de Sobradinho através dos transformadores 500/230 kV TF-1, TF-2 e TF-3. Situação contrária é verificada para o decremento das potências ativas destas fontes. Semelhante análise ocorre para os fluxos de potência ativa através dos disjuntores 160 e 163 que reduzem seus valores em função do incremento da participação das fontes de energia solar e vice e versa. Os fluxos de potência ativa através do disjuntor 159, responsável pela conexão do parque eólico Pedra Branca, elevam seus valores com o aumento da produção de energia por este parque e vice versa. Para algumas horas do dia os fluxos de potência ativa através do

disjuntor interligador de barras 164 aumentam os seus valores com o aumento da participação das fontes de energia eólica e solar. Porém durante a redução da participação destas fontes de energia, os fluxos através deste disjuntor invertem o sentido, além de elevar o seu valor.

FIGURA 4.48 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV SOBRADINHO



FONTE: O Autor (2019).





TABELA 4.18 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 230 kV SOBRADINHO (CONTINUAÇÃO)

Disjuntor 160 – SE 230 kV Juazeiro 2																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar		0	0	0	0	0	0	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	0	0	0	0	0
- 30% eólica e solar		0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0
+ 30% eólica		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- 30% eólica		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ 30% solar		0	0	0	0	0	0	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	0	0	0	0	0
- 30% solar		0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Disjuntor 163 – SE 230 kV Juazeiro 2																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar		0	0	0	0	0	0	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	0	0	0	0	0
- 30% eólica e solar		0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0
+ 30% eólica		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- 30% eólica		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ 30% solar		0	0	0	0	0	0	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	0	0	0	0	0
- 30% solar		0	0	0	0	0	0	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Disjuntor 164 – Interligador de barras																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar		26	27	27	27	27	27	27	28	27	24	20	17	15	13	12	13	13	14	16	17	20	21	23	25
- 30% eólica e solar		-26	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-28	-27	-24	-20	-17	-15	-13	-12	-13	-13	-14	-16	-17	-20	-21	-23	-25
+ 30% eólica		26	27	27	27	27	27	27	27	26	23	19	16	14	12	11	11	12	13	14	17	20	21	23	25
- 30% eólica		-26	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-27	-26	-23	-19	-16	-14	-12	-11	-11	-12	-13	-14	-17	-20	-21	-23	-25
+ 30% solar		0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	1	0	0	0	0	0
- 30% solar		0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-1	-1	-1	0	0	0	0	0

FONTE: O Autor (2019).

A partir do cálculo das potências aparentes, foram determinadas as máximas correntes através dos disjuntores, considerando a influência das fontes de energias eólica e solar a fim de compará-las com os seus valores nominais, conforme apresentado na TABELA 4.19.

TABELA 4.19 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DE DISJUNTORES DA SE 230 KV SOBRADINHO

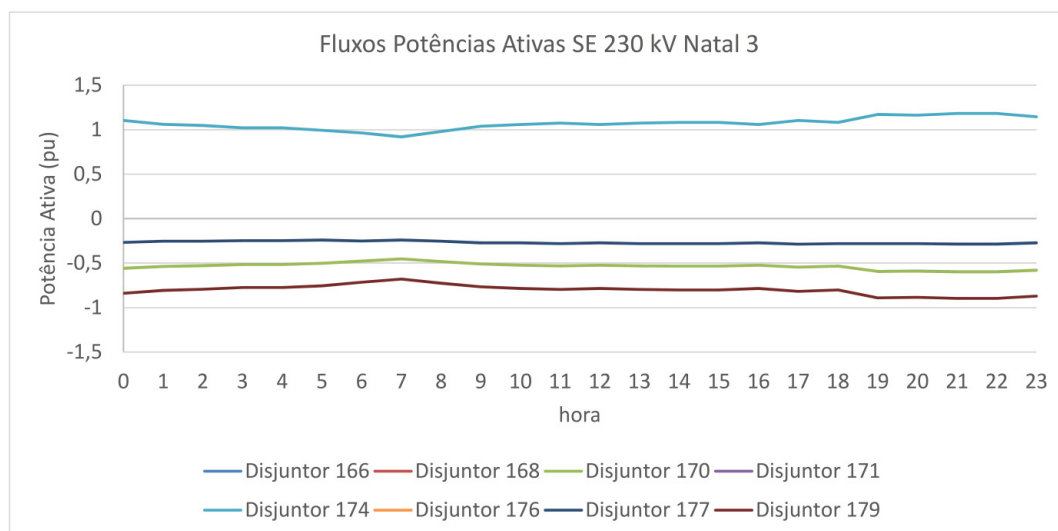
Sistema	Disjuntores						
	152	155	156	159	160	163	164
Original Eólica e Solar (A)	322	325	436	342	369	369	247
Incremento Energia Eólica e Solar (A)	325	327	450	444	369	369	292
Decremento Energia Eólica e Solar (A)	323	326	428	241	369	369	221
Corrente Nominal Disjuntores (A)	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1600
Corrente Original /Corrente Nominal (%)	26	26	35	27	30	30	15
Corrente Máxima com Eólica e/ou Solar /Corrente Nominal (%)	26	26	36	35	30	30	18

FONTE: O Autor (2019).

A máxima variação das corrente em função das incertezas das fontes de energias eólica e solar ocorreu através do disjuntor 159, responsável pela conexão do parque eólico Pedra Branca. Sob condições de contingência ou expansões no sistema considerado, as correntes que passam por esses disjuntores poderiam estar mais próximas dos valores nominais e até excedê-los.

A FIGURA 4.49 ilustra os valores médios dos fluxos de potência ativa através dos disjuntores da subestação Natal 3, apresentados na FIGURA 4.29. Esses fluxos foram determinados conforme seção 3.1 deste trabalho de pesquisa.

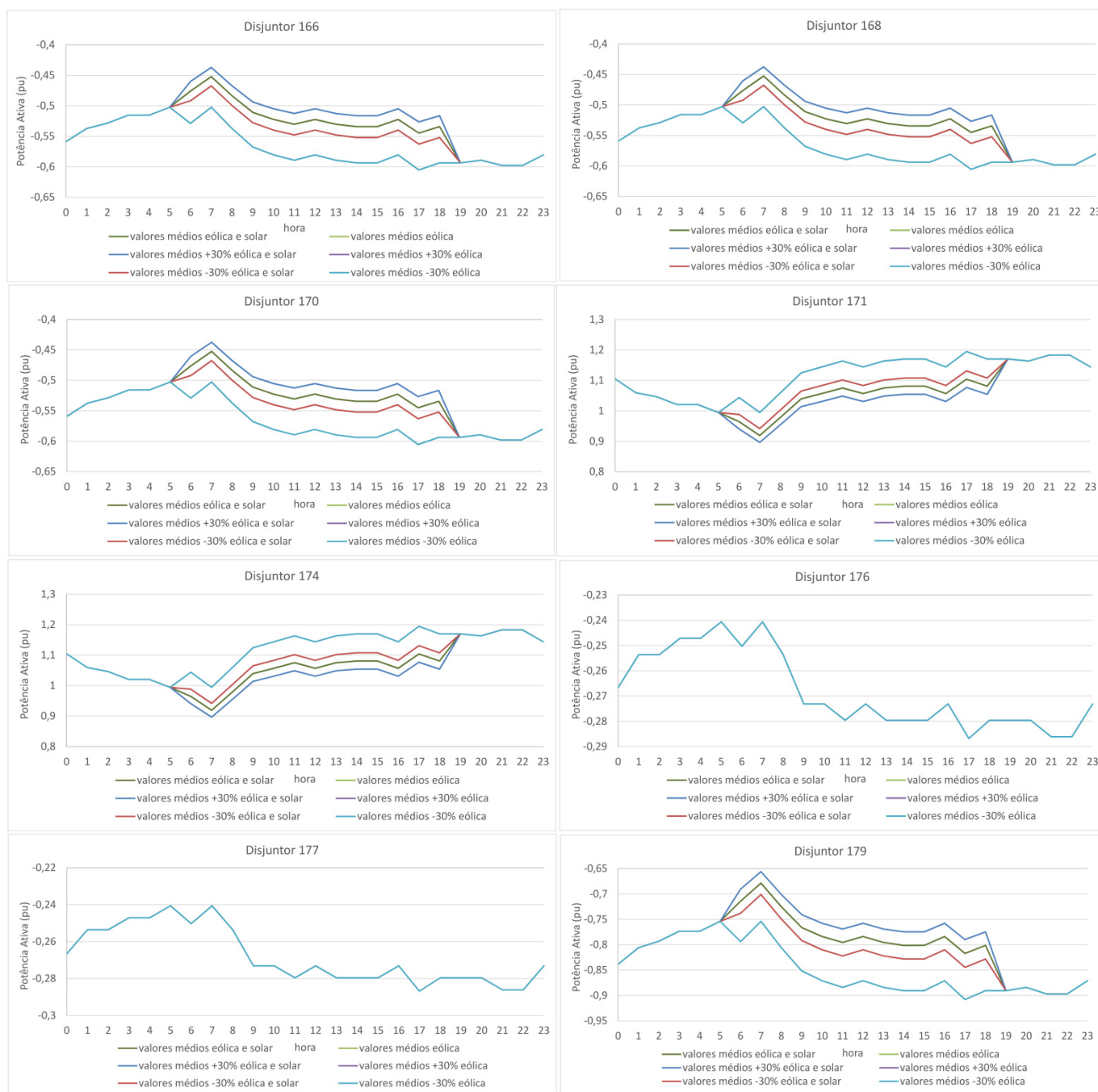
FIGURA 4.49 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS – SE 230 KV NATAL 3



FONTE: O Autor (2019).

De acordo com a FIGURA 4.49, os maiores valores de fluxo de potência ativa alcançados através dos disjuntores da SE 230 kV Natal 3, foram através dos disjuntores 171 e 174 (mesmos valores), responsáveis pela conexão com a barra 230 kV de Extremóz. Os fluxos de potência ativa através dos disjuntores desta subestação são influenciados apenas pela energia solar e de maneira discreta, conforme ilustrado na FIGURA 4.50. A TABELA 4.20 apresenta as variações em relação aos valores médios dos fluxos de potência ativa através dos disjuntores da SE 230 kV Natal 3, em função da variação de  $\pm 30\%$  nas potências ativas das fontes de energia solar. Essas variações são determinadas conforme seção 3.2 deste documento de pesquisa. Os fluxos de potência ativa através dos disjuntores 166, 168 e 170, reduzem os seus valores com o aumento da participação da fonte de energia solar e vice versa, como era de esperar, uma vez que esses disjuntores conectam a geração distribuída por fonte solar na barra de 69 kV de Natal 3. Os fluxos de potência ativa através dos disjuntores 176 e 177 não variam com a variação das fontes de energia solar, pois fazem conexão com a barra 230 kV de carga de Natal 2. Geralmente os fluxos de potência ativa através dos disjuntores 171 e 174 que conectam a barra de 230 kV de Extremóz II e através do disjuntor interligador de barras 179 reduzem seus valores com o aumento da participação das fontes de energia solar e vice versa.

FIGURA 4.50 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV NATAL 3



FONTE: O Autor (2019).

TABELA 4.20 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 230 KV NATAL 3

Disjuntor 166 – Transformador 3 230/69 kV																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% solar		0	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	0	0	0	0	0
- 30% solar		0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Disjuntor 168 – Transformador 2 230/69 kV																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% solar		0	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	0	0	0	0	0
- 30% solar		0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Disjuntor 170 – Transformador 1 230/69 kV																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% solar		0	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	-2	0	0	0	0	0
- 30% solar		0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	0
Disjuntor 171 – SE 230 kV Extremóz II																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% solar		0	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	0	0	0	0	0
- 30% solar		0	0	0	0	0	0	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Disjuntor 174 – SE 230 kV Extremóz II																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% solar		0	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	0	0	0	0	0
- 30% solar		0	0	0	0	0	0	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0
Disjuntor 179 – Interligador de barras																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% solar		0	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	0	0	0	0	0
- 30% solar		0	0	0	0	0	0	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	0	0	0	0	0

FONTE: O Autor (2019).

As máximas correntes através dos disjuntores da SE 230 kV Natal 3, considerando a influência da variação de  $\pm 30\%$  das potências ativas das fontes de energia eólica e solar, calculadas através da potência aparente são apresentadas e comparadas com os valores nominais dos disjuntores da subestação conforme TABELA 4.21.

TABELA 4.21 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DE DISJUNTORES DA SE 230 KV NATAL 3

Sistema	Disjuntores							
	166	168	170	171	174	176	177	179
Original (A)	155	155	155	297	297	88	88	233
Incremento Energia Solar (A)	155	155	155	297	297	88	88	233
Decremento Energia Solar (A)	155	155	155	297	297	87	87	233
Corrente Nominal Disjuntores (A)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Corrente Original /Corrente Nominal (%)	16	16	16	30	30	9	9	23
Corrente Máxima com Solar/Corrente Nominal (%)	16	16	16	30	30	9	9	23

FONTE: O Autor (2019).

Os resultados indicam que o efeito da variação das fontes de energia solar não foi capaz de alterar as relações entre corrente original/ corrente nominal e corrente máxima com solar/corrente nominal.

#### 4.5.4 Magnitudes das Tensões Nodais

O controle das tensões é uma das principais preocupações quando há expansões e mudanças nos sistemas de energia, uma vez que deve atender aos limites impostos pelas autoridades reguladoras. Assim, para o sistema de teste I, as incertezas das magnitudes das tensões nodais foram determinadas em função das incertezas de  $\pm 30\%$  em relação aos valores médios das potências ativas das fontes de energias eólica e solar.

Os valores obtidos para as magnitudes de tensão nodais de todas as barras do sistema teste, apresentadas na TABELA 2.A do anexo, estão dentro dos requisitos estabelecidos pelo Operador Nacional do Sistema, conforme TABELA 4.22 e demais considerações. Estes resultados mostram mais uma vez a relevância da metodologia proposta que permite a inferência de questões desta ordem sem a necessidade de realizar estudos e simulações exaustivas envolvendo as fontes intermitentes de energia.

TABELA 4.22 – TENSÕES ENTRE FASES ADMISSÍVEIS

Tensão Nominal de Operação (kV)	Condição Operativa Normal (pu)	Condição Operativa Emergência (pu)
$\geq 138$	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
230	0,95 a 1,05	0,90 a 1,05
500	1,00 a 1,10	0,95 a 1,10

FONTE: O Autor (2019).

No que diz respeito a TABELA 4.22, presente no sub módulo 23.3 – Diretrizes e Critérios para Estudos Elétricos do ONS, cabe ressaltar que nos estudos de planejamento e programação da operação, em situações em que os recursos de controle de tensão disponíveis foram esgotados, os níveis de tensão podem extrapolar as faixas definidas nesta tabela, desde que sejam respeitados os limites dos equipamentos, não afete o atendimento das cargas e tenha anuência dos agentes de transmissão.

Ainda na TABELA 2.A é possível verificar que as barras oriundas da modelagem no nível de subestação apresentam os mesmos valores para as magnitudes das tensões nodais, confirmando diferenças nulas para as magnitudes das tensões quando os disjuntores estão fechados, conforme proposto na equação (3.5).

#### 4.5.5 Tempos Computacionais

A TABELA 4.23 apresenta os tempos computacionais atingidos na execução da primeira e segunda etapas da metodologia proposta, considerando o sistema teste I.

TABELA 4.23 – TEMPOS COMPUTACIONAIS (SEGUNDOS) SISTEMA TESTE I

Hora	Primeiro Estágio	Segundo Estágio	Hora	Primeiro Estágio	Segundo Estágio	Hora	Primeiro Estágio	Segundo Estágio
0	42,0	1,2	8	56,7	1,0	16	46,4	1,0
1	59,5	1,0	9	61,2	0,9	17	42,4	1,0
2	64,9	1,0	10	51,7	0,9	18	46,4	1,0
3	58,9	1,0	11	41,5	1,1	19	61,3	1,0
4	72,2	0,9	12	34,8	1,0	20	57,9	1,0
5	51,4	1,0	13	41,3	1,1	21	37,3	1,0
6	73,1	0,9	14	45,2	1,1	22	49,8	1,2
7	50,6	1,1	15	46,0	1,0	23	43,2	1,0

FONTE: O Autor (2019).



De acordo com os resultados apresentados na TABELA 4.23, é possível verificar a redução significativa do tempo computacional do segundo estágio, quando comparado com o primeiro estágio.

Com base na subjetividade do conhecimento qualitativo sobre o comportamento das fontes de energias eólica e solar, o segundo estágio da metodologia proposta fornece aos analistas respostas rápidas e com boa autenticidade sobre as grandezas elétricas desses sistemas, conforme apresentado na seção 4.5.1.

## 5 DADOS E RESULTADOS DO SISTEMA TESTE II

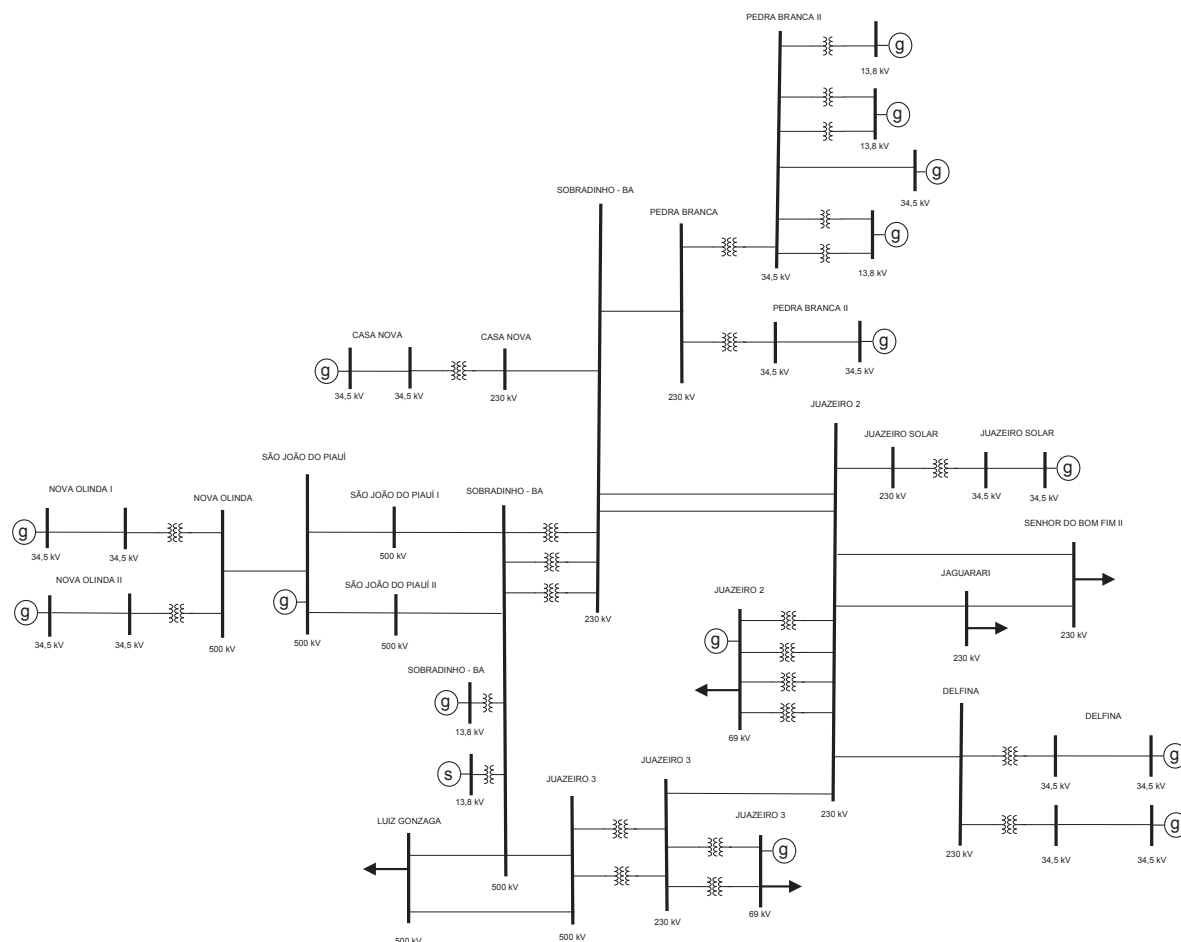
Este capítulo apresenta as informações e os resultados alcançados em simulações computacionais considerando a implementação do sistema teste II na metodologia expedita proposta, a fim de acessar o efeito da geração intermitente de energia nas grandezas elétricas de sistemas de potência. O sistema teste II representa um equivalente real do sistema interligado nacional que contempla 59 barras e compreende principalmente os estados da Bahia e do Piauí da região nordeste brasileira. O sistema teste II apresenta além da forte participação de fontes de energia eólica, a participação da energia solar na forma centralizada. A validação da metodologia proposta e os tempos computacionais envolvidos nas simulações do sistema teste II também são apresentados neste capítulo. Os dados do sistema teste II foram obtidos nos casos de referência do PAR, disponíveis no site do ONS.

### 5.1 SISTEMA TESTE II – DADOS GERAIS

O sistema teste II contém barramentos com diferentes níveis de tensão, variando de 13,8 kV a 500 kV. Além disso, os dados disponíveis incluem curvas reais de carga horária, reatores de linha e de barra, parques eólicos e fotovoltaicos, subestações representadas no nível da subestação e a usina hidrelétrica de Sobradinho (1,00 GW). Na barra de Juazeiro 269 kV existe um parque eólico, porém sem informações sobre a produção de energia, e por este motivo foi considerado como uma geração convencional sem custo elevado.

Além dos geradores convencionais, o sistema equivalente contempla um gerador equivalente na barra de 500kV da subestação São João do Piauí (3000 MW). Esse equivalente é necessário para escoar a produção de energia das usinas de Boa Esperança (273 MW) localizada no Piauí, Estreito (1 GW) localizada no Maranhão, Lajeado (900 MW) localizada no Tocantins, e Tucuruí (8,4 GW) localizada no Pará e foi determinado em função dos limites das linhas de transmissão no ponto de conexão do gerador equivalente. A FIGURA 5.1 ilustra o sistema teste II.

FIGURA 5.1 – SISTEMA TESTE REAL DE 59 BARRAS



FONTE: O Autor (2019).

O sistema teste II da FIGURA 5.1 possui uma usina termelétrica de 86,2 MW na barra de 69 kV da subestação Juazeiro 3 e as barras de carga são apresentadas na TABELA 5.1. As cargas apresentadas para essas barras foram definidas para o período compreendido entre abril de 2018 e março de 2019 coincidente com período para o qual foram disponibilizadas as informações sobre os parque eólicos e fotovoltaicos do sistema.

TABELA 5.1 – BARRAS DE CARGA DO SISTEMA TESTE II

Barra	P (MW)
Luiz Gonzaga 500 kV	1897
Juazeiro 3 69 kV	58,9
Juazeiro 2 69 kV	226,7
Jaguarari 230kV	24,3
Senhor do Bonfim 230 kV	136

FONTE: O Autor (2019).

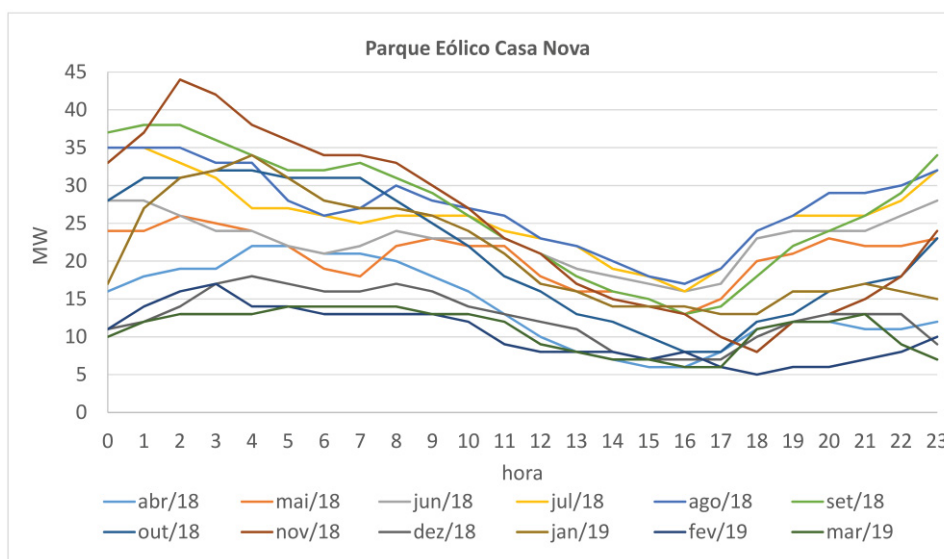
As cargas apresentadas na TABELA 5.1 foram projetadas para o perfil horário conforme metodologia relacionada a FIGURA 4.2.

## 5.2 SISTEMA TESTE II – DADOS REFERENTES AOS PARQUES EÓLICOS E SOLARES

O sistema teste II contempla três parques eólicos, Casa Nova, Delfina e Pedra Branca e dois parques fotovoltaicos Nova Olinda e Juazeiro Solar.

O parque eólico Casa Nova entrou em operação comercial 01.12.2017 e possui potência nominal de 61,1 MW, com fator de capacidade previsto de 30%. O parque está conectado na barra de 230 kV da subestação Sobradinho, localizada no município de Sobradinho no estado da Bahia. A FIGURA 5.2 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre abril de 2018 e março de 2019.

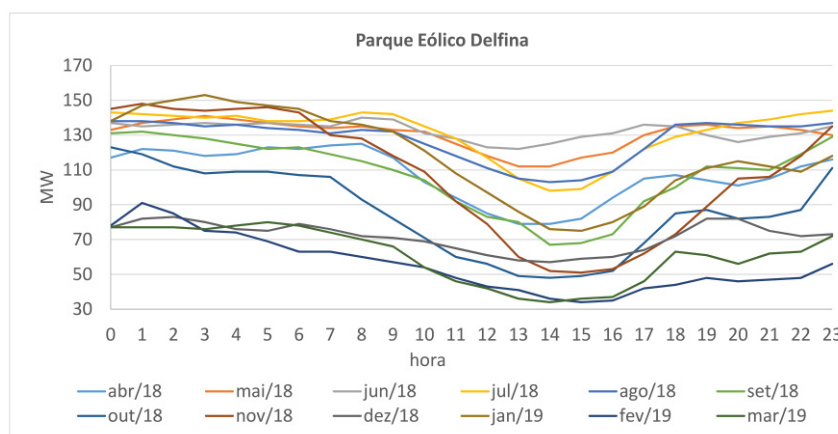
FIGURA 5.2 – PARQUE EÓLICO CASA NOVA



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Delfina entrou em operação comercial 01.10.2017 e possui potência nominal de 180 MW. O parque está conectado na barra de 230 kV da subestação Juazeiro 2, localizada no município de Juazeiro da Bahia no estado da Bahia. A FIGURA 5.3 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre abril de 2018 e março de 2019.

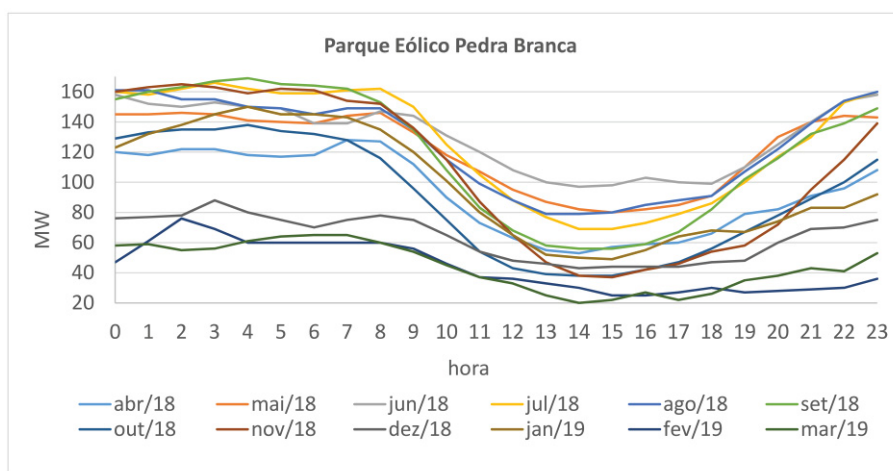
FIGURA 5.3 – PARQUE EÓLICO DELFINA



FONTE: O Autor (2019).

O parque eólico Pedra Branca entrou em operação comercial 08.08.2015 e possui potência nominal de 247,45 MW, com fator de capacidade previsto de 40%. O parque está conectado na barra de 230 kV da subestação Sobradinho, localizada no município de Sobradinho no estado da Bahia. A FIGURA 5.4 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre abril de 2018 e março de 2019.

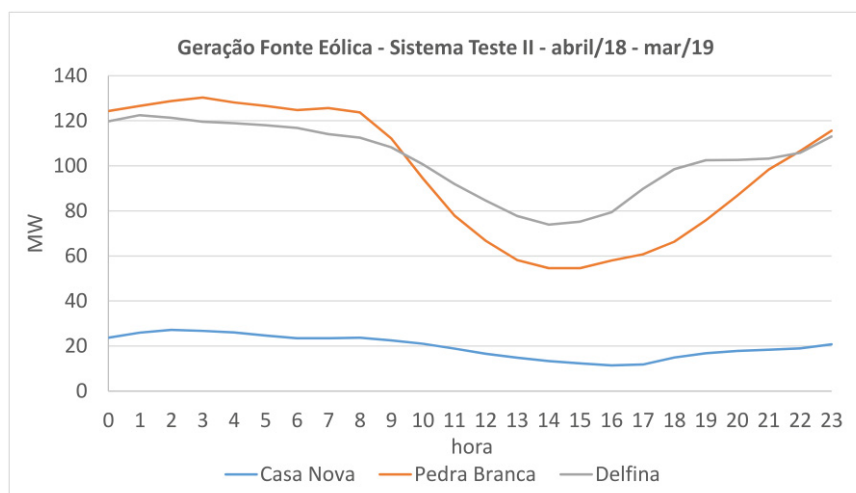
FIGURA 5.4 – PARQUE EÓLICO PEDRA BRANCA



FONTE: O Autor (2019).

Ainda a fim de melhor representar o comportamento dos parques eólicos do sistema teste II, a FIGURA 5.5 apresenta a média de produção de energia elétrica para cada parque eólico no período compreendido entre abril de 2018 e março de 2019.

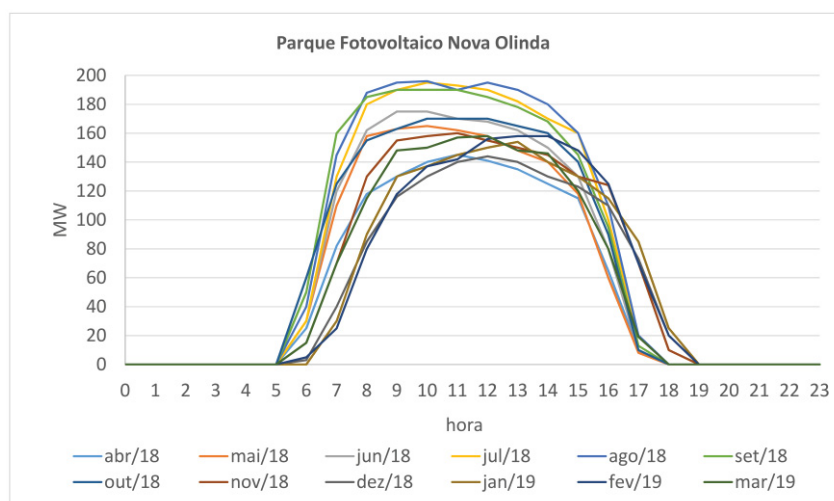
FIGURA 5.5 – GERAÇÃO MÉDIA POR PARQUE EÓLICO – ABRIL/2018 A MARÇO/2019



FONTE: O Autor (2019).

O parque fotovoltaico Nova Olinda entrou em operação comercial 01.12.2017 e possui potência nominal de 210 MW, com fator de capacidade previsto de 29,3%. O parque está conectado na barra de 500 kV da subestação São João do Piauí, localizada no município de São João do Piauí no estado do Piauí. A FIGURA 5.6 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre abril de 2018 e março de 2019.

FIGURA 5.6 – PARQUE FOTOVOLTAICO NOVA OLINDA

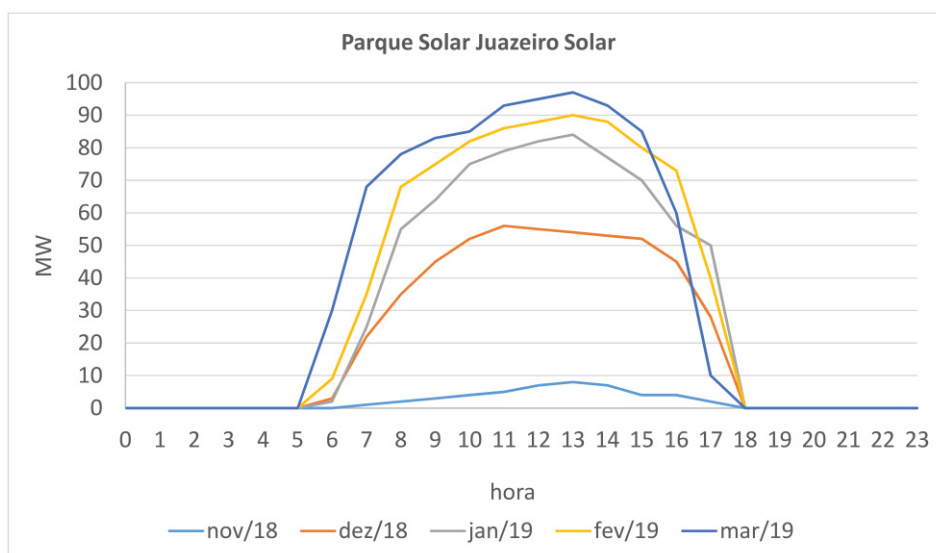


FONTE: O Autor (2019).

O parque fotovoltaico Juazeiro Solar entrou em operação comercial 12.12.2018 e possui potência nominal de 120 MW, com fator de capacidade previsto de 29%. O parque está conectado na barra de 230 kV da subestação Juazeiro 2, localizada no município de Juazeiro da

Bahia no estado da Bahia. A FIGURA 5.7 ilustra a média horária de potência ativa produzida por este parque no período compreendido entre novembro de 2018 e março de 2019.

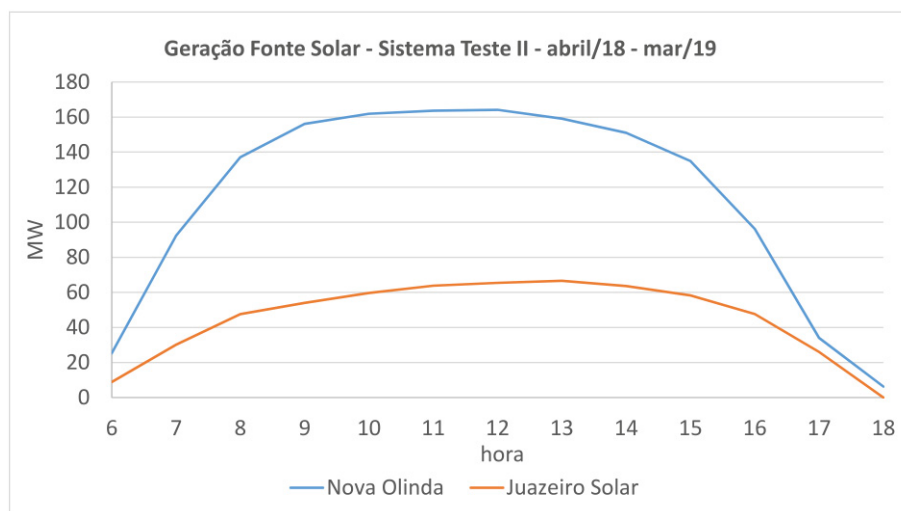
FIGURA 5.7 – PARQUE FOTOVOLTAICO JUAZEIRO SOLAR



FONTE: O Autor (2019).

A média de produção de energia elétrica para cada parque solar no período compreendido entre abril de 2018 e março de 2019, a fim de melhor representar o comportamento dos parques solares do sistema teste II é apresentada na FIGURA 5.8.

FIGURA 5.8 – GERAÇÃO MÉDIA POR PARQUE FOTOVOLTAICO – ABRIL/2018 A MARÇO/2019



FONTE: O Autor (2019).

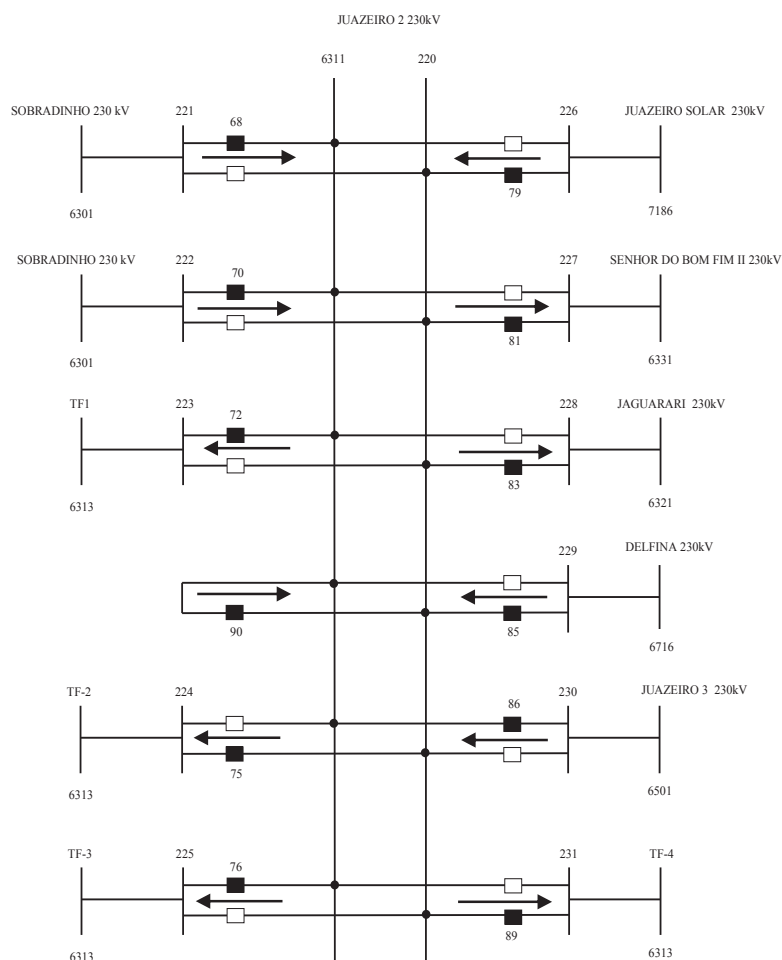


### 5.3 SISTEMA TESTE II – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO

Para o sistema teste II, as barras de 230 kV das subestações de Juazeiro 2 e Sobradinho foram escolhidas para serem representadas no nível de subestação. A avaliação da distribuição dos fluxos de potência dentro destas subestações é de fundamental importância para verificação do impacto das incertezas das fontes de energia eólica e solar no sistema em análise. A escolha da barra de 230 kV da subestação Sobradinho foi motivada pela conexão da usina hidrelétrica de Sobradinho, dos parques eólicos Pedra Branca e Casa Nova e do parque fotovoltaico Nova Olinda, através da linha de transmissão de 500 kV para São João do Piauí. A escolha da barra de 230 kV da subestação Juazeiro 2 foi motivada principalmente pela conexão do parque eólico Delfina e do parque fotovoltaico Juazeiro Solar.

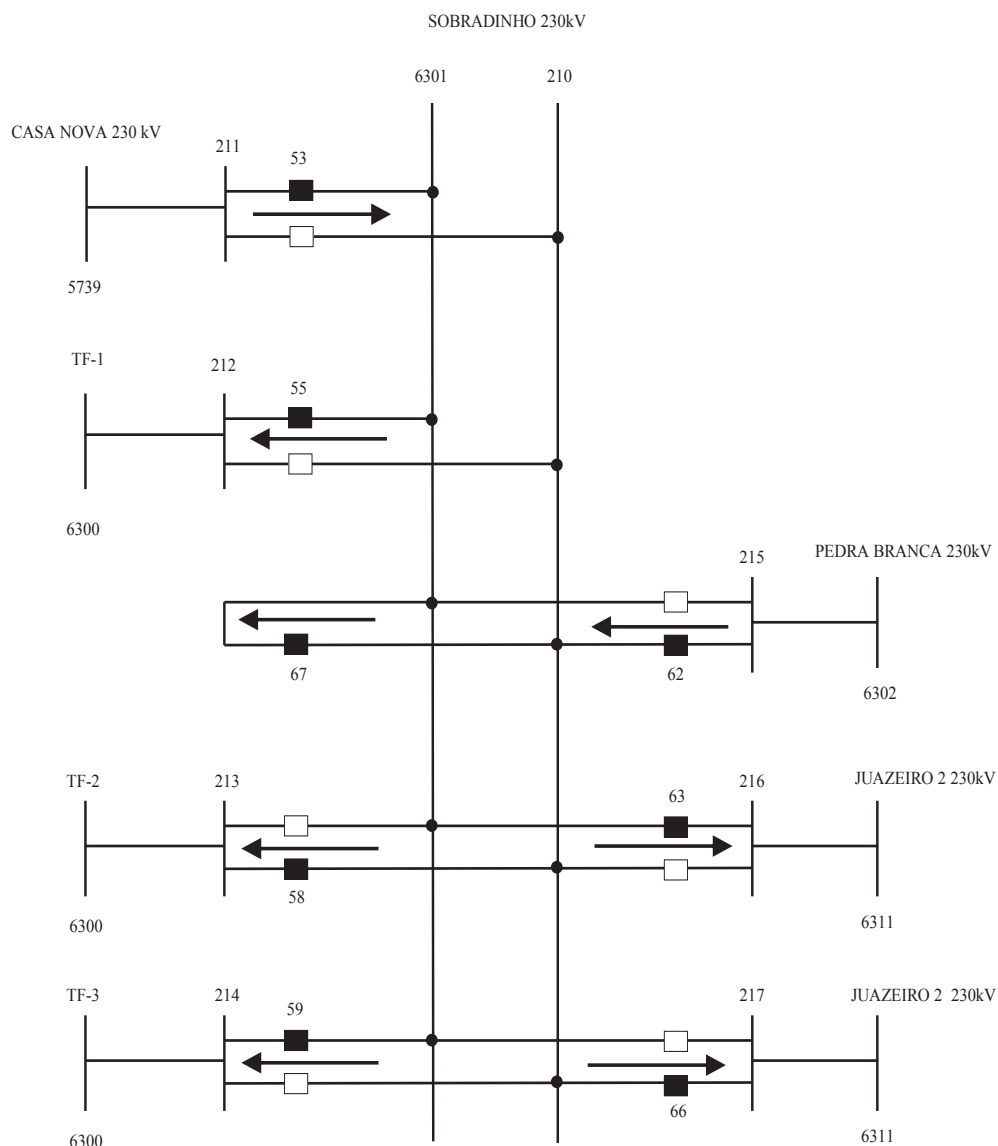
As FIGURAS 5.9 e 5.10 ilustram estas subestações nas configurações mais utilizadas, inclusive com as direções mais comuns dos fluxos de potência ativa.

FIGURA 5.9 – SUBESTAÇÃO 230 KV JUAZEIRO 2 – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO



FONTE: O Autor (2019).

FIGURA 5.10 – SUBESTAÇÃO 230 KV SOBRADINHO – MODELAGEM NO NÍVEL DE SUBESTAÇÃO



FONTE: O Autor (2019).

Para os diagramas ilustrados nas FIGURAS 5.9 e 5.10, os quadrados representam os disjuntores e indicam a escolha da barra para conexão dos circuitos. Os quadrados preenchidos representam disjuntores fechados e, neste caso, considera-se para o ramo deste dispositivo impedância nula, enquanto os quadrados vazios representam disjuntores abertos e portanto ramos com impedância de valor muito elevado. Originalmente o sistema teste II ilustrado na FIGURA 5.1 possui 39 barras, porém com a modelagem destas subestações no nível de subestação, o sistema de análise passou a contar com 59 barras.

## 5.4 RESULTADOS SISTEMA TESTE II

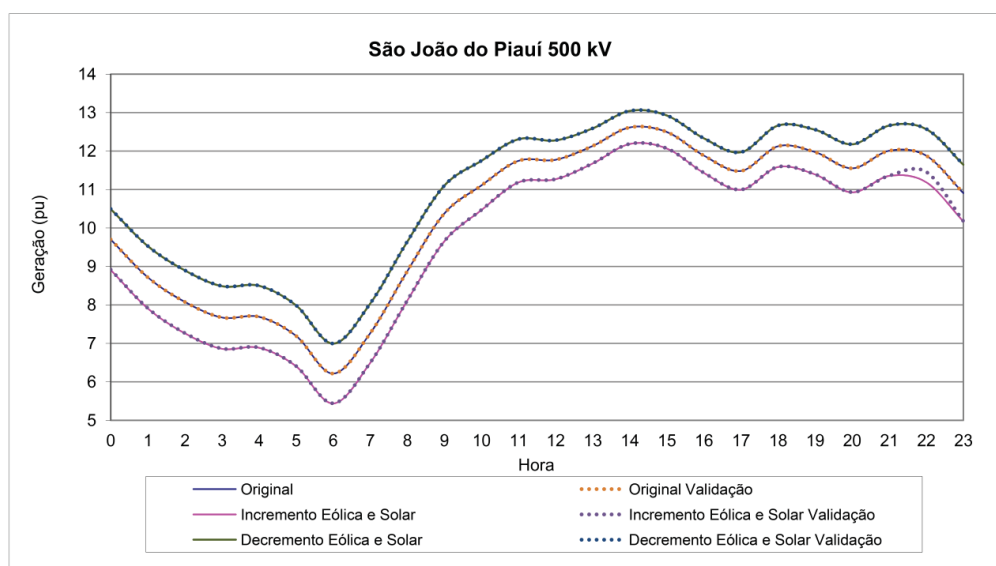
Os resultados envolvendo o sistema teste II na metodologia expedita proposta são apresentados separadamente, visando proporcionar um melhor entendimento do comportamento das grandezas elétricas sob análise, em função da variação das fontes de energias eólica e solar. Primeiramente é apresentada a validação da metodologia proposta no sistema teste II, em seguida são apresentados os resultados envolvendo a reserva de energia por geradores convencionais, e as correntes através de disjuntores a fim de verificar o correto dimensionamento destes dispositivos por corrente nominal. Por fim são apresentados os resultados alcançados para as magnitudes das tensões nodais, a fim de cumprir com os limites impostos pelas autoridades reguladoras.

### 5.4.1 Validação da metodologia proposta no Sistema Teste II

O primeiro e mais importante resultado relacionado ao sistema teste II consiste em validar a metodologia proposta. Para essa validação, foram utilizadas soluções exaustivas do FPO convencional, considerando cada variação de aumento / diminuição das potências ativas das fontes eólica e solar.

A FIGURA 5.11 ilustra essa validação para as potências ativas do gerador equivalente de São João do Piauí.

FIGURA 5.11 – VALIDAÇÃO - POTÊNCIAS ATIVAS SÃO JOÃO DO PIAUÍ 500 KV



FONTE: O Autor (2019).

O traço "Original" da FIGURA 5.11 representa os valores determinísticos das potências ativas do gerador equivalente São João do Piauí 500 kV, obtidas com a solução FPO-DE, conforme descrito na Seção 3.1. Neste caso, os valores médios qualitativos das potências ativas das fontes de energias eólica e solar são utilizados nas equações de balanço de potência ativa. O traço "Incremento eólica e solar" representa as incertezas das potências ativas do gerador equivalente São João do Piauí 500 kV. Essas incertezas são determinadas pela soma de valores determinísticos (traço "Original") com valores fuzzy. Neste caso, de acordo com a técnica descrita na seção 3.2, os valores fuzzy foram determinados através de análise qualitativa de sensibilidade aplicada ao pós-processamento do FPO-DE, em função do aumento de 30% (valores máximos) nas potências ativas das fontes de energias eólica e solar. O traço "Decremento eólica e solar" também representa as incertezas das potências ativas do gerador equivalente São João do Piauí 500 kV, mas considerando agora um decréscimo de 30% (valores mínimos) nas potências ativas dessas fontes de energia.

Simulações foram realizadas em um FPO convencional para autenticar a metodologia proposta. O traço "Validação Original" representa os valores obtidos na solução de um FPO convencional que considera nas equações de balanço de potência os valores médios qualitativos das potências ativas das fontes de energia eólica e solar. O traço "Incremento Eólica e Solar Validação" representa os valores obtidos no FPO convencional que considera nas equações de balanço de potência ativa os valores médios qualitativos das potências ativas dessas fontes de energia aumentados em 30%, enquanto o traço "Decremento Eólica e Solar Validação" representa os valores obtidos no FPO convencional quando nessas equações os valores médios qualitativos das potências ativas dessas fontes de energia são reduzidos em 30%. A aderência dos resultados indica a eficácia da metodologia proposta na obtenção dos resultados desejados de forma expedita, conforme proposto.

A TABELA 5.2 apresenta as diferenças percentuais entre os valores das grandezas elétricas monitoradas, alcançados com o processamento direto do FPO, neste caso mencionadas como validação na FIGURA 5.11, e com o pós-processamentos do FPO-DEF, conforme metodologia proposta. Os resultados alcançados no pós-processamento do FPO-DEF são bastante próximos dos resultados alcançados com o processamento direto do FPO, assegurando a autenticidade da metodologia proposta. As grandezas monitoradas contemplam as correntes através de 20 disjuntores, sendo 8 na subestação Sobradinho 230 kV e 12 na subestação Juazeiro 230 kV. São monitoradas também as potências ativas produzidas por 4 geradores, sendo 1 termelétrico, 2 hidrelétricos e 1 equivalente e as magnitudes das tensões das 59 barras. Essas

grandezas são monitoradas tanto para o incremento quanto para o decremento das potências ativas das fontes de energias eólica e solar. Como exemplo de análise da TABELA 5.2 tem-se que, 15% dos valores das correntes através de todos os disjuntores fechados representados no nível de subestação, apresentam diferença acima de 1% entre os valores calculados no processamento direto do FPO e os valores calculados no pós-processamento do FPO.

TABELA 5.2 – VALIDAÇÃO SISTEMA TESTE II

Sistema Teste II		Diferença percentual entre valores alcançados entre o processamento direto e pós processamento do FPO				
Influência	Grandezas Elétricas Monitoradas	acima de 1%	acima de 5%	acima de 10%	acima de 20	acima de 50 %
eólica e solar	Correntes através dos disjuntores	15%	3%	1%	1%	0
eólica e solar	Potências Ativas - Geração	1%	0	0	0	0
eólica e solar	Magnitudes das Tensões	0	0	0	0	0

FONTE: O Autor (2019).

As seções a seguir apresentam a determinação das incertezas dos fluxos de potência através dos disjuntores, das potências ativas produzidas pelos geradores convencionais, e das magnitudes das tensões nodais em função das incertezas das potências ativas produzidas pelas fontes de energias eólica e solar. As análises apresentadas neste capítulo são acadêmicas e não têm a intenção de interferir na operação ou expansão do sistema real. As capacidades de interrupção de correntes dos disjuntores foram academicamente estimadas.

#### 5.4.2 Geradores Convencionais

Os geradores convencionais do Sistema Teste II compreendem usinas hidrelétricas e termelétricas, além de gerador equivalente necessário para compor um sistema equivalente do sistema elétrico brasileiro, conforme apresentado na TABELA 5.3.

TABELA 5.3 – GERADORES CONVENCIONAIS SISTEMA TESTE II

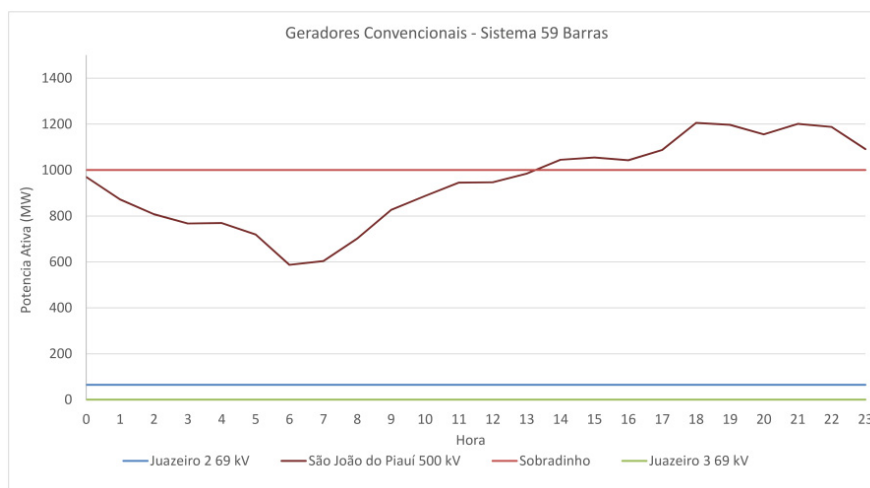
Geradores Convencionais	Tipo de geração	Potência (MW)
Sobradinho	Usina Hidrelétrica	1000
Juazeiro 3 69 kV	Usina Termelétrica	82,6
Juazeiro 2 69 kV	Usina Hidrelétrica	64,7
São João do Piauí 500 kV	Gerador Equivalente	3000

FONTE: O Autor (2019).

Para cada hora do dia foi solucionado um Fluxo de Potência Ótimo Determinístico Estendido (FPO-DE), onde nas equações de balanço de potência ativa foram considerados os

valores médios das potências ativas dos parques eólicos e solares, conforme ilustrado nas FIGURAS 5.5 e 5.8. Da solução do FPO-DE para cada hora do dia obteve-se as curvas que representam os valores médios das potências ativas produzidas pelo geradores convencionais ao longo do dia, conforme ilustrado na FIGURA 5.12.

FIGURA 5.12 – GERADORES CONVENCIONAIS SISTEMA TESTE II

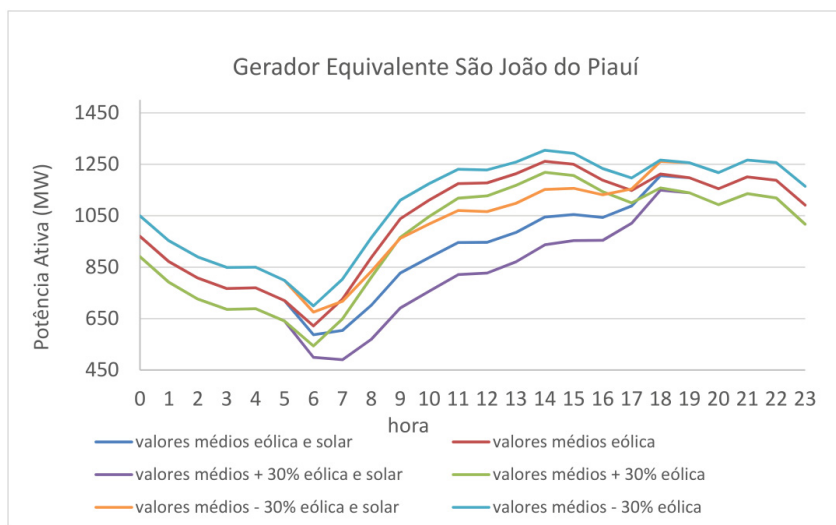


FONTE: O Autor (2019).

Com a FIGURA 5.12, observa-se que a usina hidrelétrica de Sobradinho e de Juazeiro 2 69 kV geraram potência ativa no limite da potência instalada, enquanto a usina termelétrica instalada na barra de 69 kV da subestação Juazeiro 3 não foi despachada em função do elevado custo. Coube portanto ao gerador equivalente de São João do Piauí 500 kV o fornecimento da energia excedente para o sistema teste II. Uma vez definidos os valores médios das potências ativas produzidas por geradores convencionais, é possível definir as variações em relação a estes valores, em função das variações das potências ativas produzidas por fontes de energias eólica e solar. Conforme seção 3.2, para cada hora do dia, as variações das potências ativas dos geradores convencionais são determinadas em função das variáveis fuzzy  $\Delta P_{g_{eol}}$  e  $\Delta P_{g_{sol}}$  das potências ativas produzidas por fontes de energias eólica e solar, respectivamente, que são aplicadas através de análise de sensibilidade qualitativa à solução alcançada no pós-processamento do FPO-DE.

A FIGURA 5.13 ilustra a variação das potências ativas do gerador convencional São João do Piauí 500 kV em função da variação de  $\pm 30\%$  em relação aos valores médios das potências ativas produzidas por fontes eólica e solar, conforme definido na seção 4.4.

FIGURA 5.13 – GERAÇÃO DE ENERGIA – GERADOR EQUIVALENTE SÃO JOÃO DO PIAUÍ



FONTE: O Autor (2019).

A TABELA 5.4 apresenta para cada hora do dia as variações das potências ativas produzidas pelo gerador equivalente de São João do Piauí 500 kV em relação aos seus valores médios, quando ocorre a variação de  $\pm 30\%$  das potências ativas das fontes de energias eólica e solar. As potências ativas desse gerador equivalente foram influenciadas tanto pela energia eólica quanto pela energia solar. Como era de esperar, a usina aumenta o volume de produção de energia elétrica quando ocorre a redução da participação das fontes de energias eólica e solar, neste caso em 30%. Em contrapartida a usina reduz a produção de energia quando a participação das fontes de energias eólica e solar aumenta em 30%.

TABELA 5.4 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIA ATIVAS (MW) – GERADOR EQUIVALENTE SÃO JOÃO DO PIAUÍ

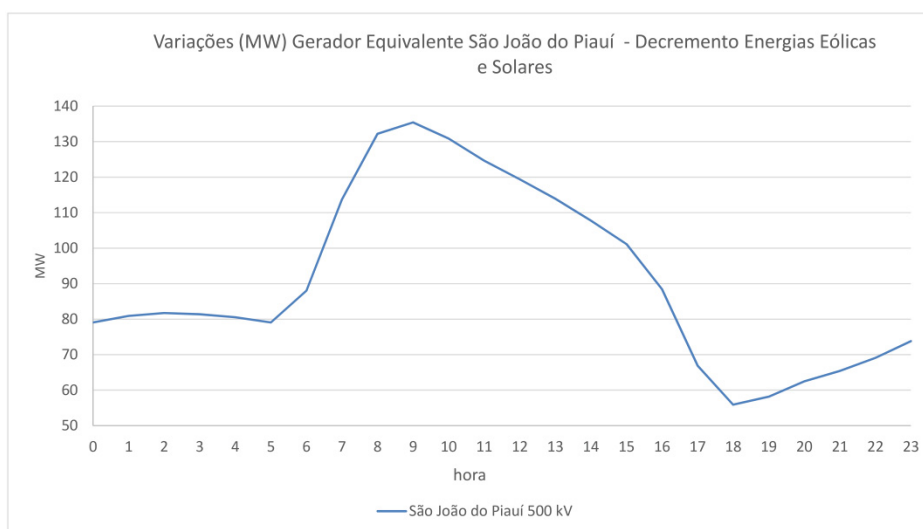
Variações	Hora											
	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11
+ 30% eólica e solar	-79	-81	-82	-81	-81	-79	-88	-114	-132	-135	-131	-125
- 30% eólica e solar	79	81	82	81	81	79	88	114	132	135	131	125
+ 30% eólica	-79	-81	-82	-81	-81	-79	-78	-77	-77	-72	-64	-56
- 30% eólica	79	81	82	81	81	79	78	77	77	72	64	56
+ 30% solar	0	0	0	0	0	0	-10	-37	-56	-63	-67	-69
- 30% solar	0	0	0	0	0	0	10	37	56	63	67	69
Variações	Hora											
	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar	-119	-114	-108	-101	-88	-67	-56	-58	-62	-65	-69	-74
- 30% eólica e solar	119	114	108	101	88	67	56	58	62	65	69	74
+ 30% eólica	-51	-46	-43	-43	-45	-49	-54	-58	-62	-65	-69	-74
- 30% eólica	51	46	43	43	45	49	54	58	62	65	69	74
+ 30% solar	-69	-68	-65	-58	-43	-18	-2	0	0	0	0	0
- 30% solar	69	68	65	58	43	18	2	0	0	0	0	0

FONTE: O Autor (2019).



Interessante análise consiste em avaliar a variação das potências ativas do gerador convencional equivalente de energia elétrica do sistema teste II, em relação aos seus valores médios, quando ocorre a redução da participação das fontes de energia eólica e solar, conforme ilustrado na FIGURA 5.14.

FIGURA 5.14 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (MW) – GERADOR EQUIVALENTE SÃO JOÃO DO PIAUÍ - REDUÇÃO DE 30% FONTES EÓLICAS E SOLARES



FONTE: O Autor (2019).

Em análise a FIGURA 5.14, observa-se que entre as 5 e 16 horas, foi o período no qual o gerador equivalente de São João do Piauí gerou um volume maior de energia para suprir o aumento da carga durante o dia e o decremento da participação das fontes de energias eólica e solar. Lembrando que a energia solar participa do período compreendido entre 6 – 18 horas.

Considerando os valores extremos alcançados pelas potências ativas do gerador convencional equivalente de São João do Piauí, com e sem a influência da participação das fontes de energias solar e eólica, é possível avaliar a capacidade de reserva de energia do sistema, necessária para suprir a demanda. De acordo com análise da TABELA 5.5 é possível garantir reserva de energia pelos geradores convencionais quando da participação ou não destas fontes de energia no sistema considerado.

TABELA 5.5 – RESERVA DE ENERGIA SISTEMA TESTE II

Geradores	Limites (MW)	Reserva Geração (%)	
		Original	Impacto Eólica e Solar
São João do Piauí 500 kV	3000	60	57
UHE Sobradinho	1000	0	0
Juazeiro 3 69 kV	82,5	100	100
Juazeiro 2 69 kV	64,7	0	0

FONTE: O Autor (2019).

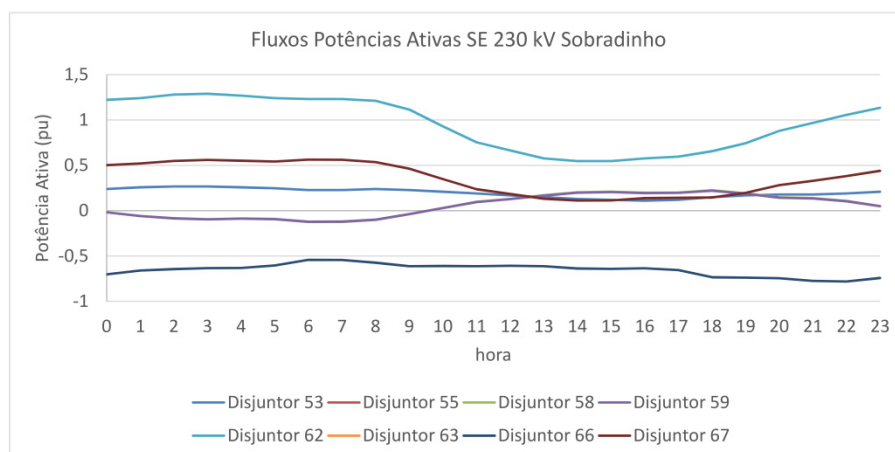
Os valores máximos das potências ativas produzidas por geradores convencionais, considerando o impacto das energias eólica e solar, foram alcançados com o decremento de 30% da participação destas energias.

O sistema em análise contempla uma capacidade instalada de aproximadamente 4 GW distribuídos entre as usinas hidrelétricas e termelétricas e geradores equivalentes, além da demanda horária de aproximadamente 2,5 GW. Considerando que o planejamento de geração de energia elétrica é baseado em reserva operacional equivalente a 5% da demanda, as variações de +/- 30% da energia ativa das fontes eólica e solar garantem uma reserva operacional de 125 MW.

#### 5.4.3 Fluxos de Potência Ativa em Equipamentos

A barra de 230 kV da subestação Sobradinho do Sistema Teste II foi escolhida para modelagem no nível de subestação, a fim de avaliar o comportamento dos fluxos de potência ativa através dos equipamentos da subestação, principalmente em função da intermitência das fontes de energia eólica e solar. A subestação possuiu conexão com a usina hidrelétrica de Sobradinho, os parques eólicos Pedra Branca e Casa Nova e o parque fotovoltaico Nova Olinda, através da linha de transmissão de 500 kV para São João do Piauí. A FIGURA 5.15 ilustra os valores médios dos fluxos de potência ativa através dos disjuntores dessa subestação apresentados na FIGURA 5.10. Estes fluxos foram determinados na solução do FPO-DE, que considera nas equações de balanço de potência ativa os valores médios das potências ativas das fontes de energias eólica e solar, conforme apresentado na seção 3.1.

FIGURA 5.15 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - SE 230 KV SOBRADINHO

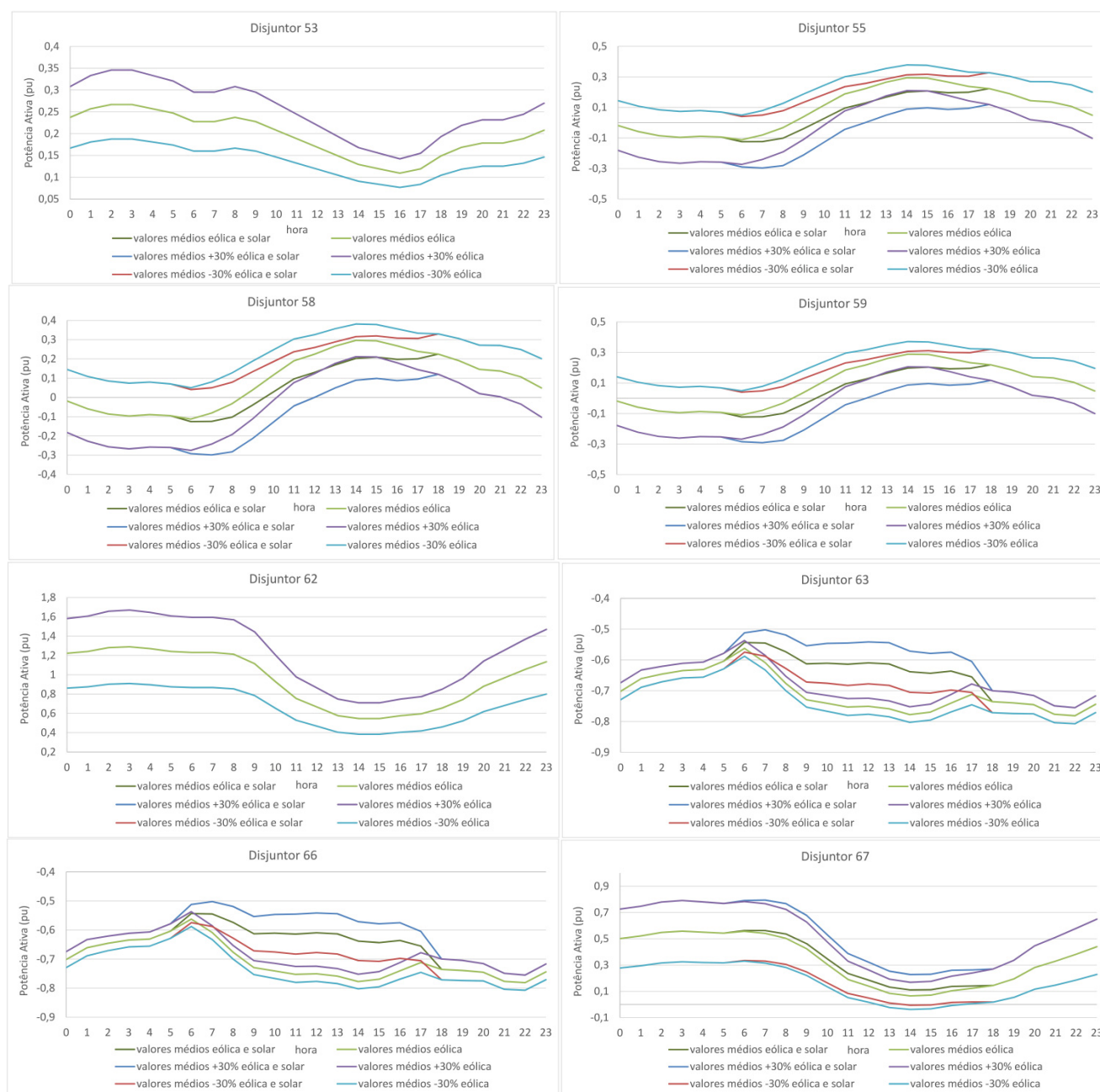


FONTE: O Autor (2019).

Conforme ilustrado na FIGURA 5.15, o disjuntor 62, responsável por dispor para o sistema as potências geradas pelo parque eólico Pedra Branca, é o disjuntor mais solicitado pelos fluxos de potência ativa, seguido dos disjuntores 63 e 66, responsáveis pela conexão com a barra de Juazeiro 2 230kV. Os fluxos de potência ativa através dos disjuntores 63 e 66 sempre apresentam o mesmo valor, por percorrem ramos de mesma impedância. As FIGURAS 5.16.1 e 5.16.2 ilustram as variações dos fluxos das potências ativas e reativas através disjuntores da SE 230 kV Sobradinho em função da variação de  $\pm 30\%$  nas potências ativas produzidas pelas fontes de energias eólica e solar. A TABELA 5.6 apresenta as variações em relação aos valores médios dos fluxos de potência ativa em função da variação dessas fontes de energia. Os fluxos das potências ativas e reativas através do disjuntores 53 e 62, responsáveis por transmitir a energia produzida pelos parques eólicos Pedra Branca e Casa Nova para o sistema, não foram influenciados pela fonte de energia solar. Os fluxos de potência ativa através do disjuntor 53 reduzem seus valores com o decremento da produção de energia eólica e vice versa, enquanto os fluxos de potência reativa reduzem seus valores com o incremento desta fonte de energia e vice versa. Os fluxos das potências ativas e reativas através do disjuntor 62 geralmente aumentam os seus valores com o incremento da participação das fontes de energia eólica e vice versa. Mesmo comportamento se observa para os fluxos das potências ativas e reativas através do disjuntor interligador 67, porém com influência tanto das fontes de energia eólica quanto solar. Os fluxos de potência ativa através dos disjuntores 63 e 66, responsáveis por transmitir a energia produzida pelos parques Pedra Branca e Casa Nova para o sistema, através da barra de 230 kV de Juazeiro 2 230 kV, geralmente reduzem seus valores com o aumento da produção de energia pelas fontes eólicas e solar e vice versa. Esta condição se justifica pelo fato da subestação Juazeiro 2 230 kV estar conectada a parques eólicos e solares que também aumentam ou reduzem a produção de energia em  $\pm 30\%$ . Os fluxos de potência reativa através dos disjuntores 63 e 66 aumentam os seus valores com o incremento da participação das fontes de energia eólica e solar. Os fluxos de potência ativa através dos disjuntores 55, 58 e 59 variam os sentidos através dos transformadores de 500/230kV da subestação Sobradinho. Parte das horas do dia os fluxos de potência são direcionados para o sistema a fim de escoar a produção de energia quando ocorre o aumento da participação das fontes de energia eólica e solar. A inversão nesse sentido ocorre com a redução da participação dessas fontes de energia, neste caso a barra de 230 kV recebe energia da barra de 500 KV, através dos transformadores. Os fluxos de potência reativa através dos disjuntores 55, 58 e 59 geralmente reduzem os seus valores com o aumento da participação das fontes de energias eólica e solar. Os fluxos das

potências ativas e reativas através dos disjuntores 55, 58, 59, 63, 66 e 67 foram influenciados pela produção de energia dos parques solares de Juazeiro Solar e Nova Olinda. Para 16 horas, em função da combinação da carga com a produção de energia, observa-se uma maior sensibilidade nos fluxos de potência reativa através dos disjuntores 55, 58, 59, 63 e 66, em relação a variação das potências ativas das fontes de energia eólica e solar.

FIGURA 5.16.1 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV SOBRADINHO



FONTE: O Autor (2019).

FIGURA 5.16.2 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS REATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV SOBRADINHO



FONTE: O Autor (2019).

TABELA 5.6 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 230 KV SOBRADINHO

Disjuntor 53 – Parque Eólico Casa Nova																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar		7,1	7,6	7,9	7,9	7,6	7,3	6,8	6,8	7,1	6,8	6,2	5,6	5,0	4,4	3,9	3,6	3,3	3,6	4,4	5,0	5,3	5,3	5,6	6,2
- 30% eólica e solar		-7,1	-7,6	-7,9	-7,9	-7,6	-7,3	-6,8	-6,8	-7,1	-6,8	-6,2	-5,6	-5,0	-4,4	-3,9	-3,6	-3,3	-3,6	-4,4	-5,0	-5,3	-5,3	-5,6	-6,2
+ 30% eólica		7,1	7,6	7,9	7,9	7,6	7,3	6,8	6,8	7,1	6,8	6,2	5,6	5,0	4,4	3,9	3,6	3,3	3,6	4,4	5,0	5,3	5,3	5,6	6,2
- 30% eólica		-7,1	-7,6	-7,9	-7,9	-7,6	-7,3	-6,8	-6,8	-7,1	-6,8	-6,2	-5,6	-5,0	-4,4	-3,9	-3,6	-3,3	-3,6	-4,4	-5,0	-5,3	-5,3	-5,6	-6,2
+ 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
- 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Disjuntor 55 – Transformador 500/230 kV Sobradinho																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar		16,3	16,7	17,0	16,9	16,7	16,4	16,5	17,3	18,0	17,2	15,6	14,0	12,9	11,9	11,2	11,0	10,9	10,5	10,4	11,4	12,5	13,2	14,1	15,1
- 30% eólica e solar		-16,3	-16,7	-17,0	-16,9	-16,7	-16,4	-16,5	-17,3	-18,0	-17,2	-15,6	-14,0	-12,9	-11,9	-11,2	-11,0	-10,9	-10,5	-10,4	-11,4	-12,5	-13,2	-14,1	-15,1
+ 30% eólica		16,3	16,7	17,0	16,9	16,7	16,4	16,1	16,0	15,9	14,9	13,0	11,2	10,0	9,0	8,4	8,4	8,7	9,4	10,4	11,4	12,5	13,2	14,1	15,1
- 30% eólica		-16,3	-16,7	-17,0	-16,9	-16,7	-16,4	-16,1	-16,0	-15,9	-14,9	-13,0	-11,2	-10,0	-9,0	-8,4	-8,4	-8,7	-9,4	-10,4	-11,4	-12,5	-13,2	-14,1	-15,1
+ 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,3	2,1	2,3	2,6	2,8	2,8	2,9	2,8	2,6	2,2	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
- 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4	-1,3	-2,1	-2,3	-2,6	-2,8	-2,8	-2,9	-2,8	-2,6	-2,2	-1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Disjuntor 58 – Transformador 500/230 kV Sobradinho																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar		16,4	16,8	17,1	17,1	16,9	16,5	16,6	17,4	18,1	17,4	15,7	14,1	12,9	12,0	11,3	11,0	11,0	10,6	10,5	11,5	12,6	13,3	14,2	15,2
- 30% eólica e solar		-16,4	-16,8	-17,1	-17,1	-16,9	-16,5	-16,6	-17,4	-18,1	-17,4	-15,7	-14,1	-13,0	-12,0	-11,3	-11,0	-11,0	-10,6	-10,5	-11,5	-12,6	-13,3	-14,2	-15,2
+ 30% eólica		16,4	16,8	17,1	17,1	16,9	16,5	16,3	16,1	16,0	15,0	13,1	11,3	10,1	9,0	8,5	8,4	8,8	9,5	10,5	11,5	12,6	13,3	14,2	15,2
- 30% eólica		-16,4	-16,8	-17,1	-17,1	-16,9	-16,5	-16,2	-16,1	-16,0	-15,0	-13,1	-11,3	-10,1	-9,0	-8,5	-8,5	-8,8	-9,5	-10,5	-11,5	-12,6	-13,3	-14,2	-15,2
+ 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,3	2,1	2,4	2,6	2,8	2,8	2,9	2,8	2,6	2,2	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
- 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4	-1,3	-2,1	-2,4	-2,6	-2,8	-2,8	-2,9	-2,8	-2,6	-2,2	-1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Disjuntor 59 – Transformador 500/230 kV Sobradinho																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar		16,0	16,4	16,7	16,6	16,4	16,1	16,2	17,0	17,6	16,9	15,3	13,7	12,6	11,7	11,0	10,8	10,7	10,3	10,2	11,2	12,3	13,0	13,8	14,8
- 30% eólica e solar		-16,0	-16,4	-16,7	-16,6	-16,4	-16,1	-16,2	-17,0	-17,6	-16,9	-15,3	-13,7	-12,6	-11,7	-11,0	-10,8	-10,7	-10,3	-10,2	-11,2	-12,3	-13,0	-13,8	-14,8
+ 30% eólica		16,0	16,4	16,7	16,6	16,4	16,1	15,8	15,7	15,6	14,6	12,8	11,0	9,9	8,8	8,3	8,2	8,6	9,2	10,2	11,2	12,3	13,0	13,8	14,8
- 30% eólica		-16,0	-16,4	-16,7	-16,6	-16,4	-16,1	-15,8	-15,7	-15,6	-14,6	-12,8	-11,0	-9,9	-8,8	-8,3	-8,2	-8,6	-9,2	-10,2	-11,2	-12,3	-13,0	-13,8	-14,8
+ 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	1,3	2,0	2,3	2,6	2,7	2,8	2,8	2,7	2,5	2,2	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
- 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,4	-1,3	-2,0	-2,3	-2,6	-2,7	-2,8	-2,9	-2,7	-2,5	-2,2	-1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	



TABELA 5.6 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 230 KV SOBRADINHO (CONTINUAÇÃO)

Disjuntor 62 – Parque Eólico Pedra Branca																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar		36,1	36,6	37,8	38,0	37,5	36,6	36,3	36,3	35,8	33,0	27,6	22,4	19,8	17,2	16,3	16,3	17,2	17,7	19,5	22,1	26,1	28,7	31,3	33,5
- 30% eólica e solar		-36,1	-36,6	-37,8	-38,0	-37,5	-36,6	-36,4	-36,4	-35,8	-33,0	-27,6	-22,4	-19,8	-17,2	-16,3	-16,3	-17,2	-17,7	-19,5	-22,1	-26,1	-28,7	-31,3	-33,5
+ 30% eólica		36,1	36,6	37,8	38,0	37,5	36,6	36,3	36,3	35,8	33,0	27,6	22,4	19,8	17,2	16,3	16,3	17,2	17,7	19,5	22,1	26,1	28,7	31,3	33,5
- 30% eólica		-36,1	-36,6	-37,8	-38,0	-37,5	-36,6	-36,4	-36,4	-35,8	-33,0	-27,6	-22,4	-19,8	-17,2	-16,3	-16,3	-17,2	-17,7	-19,5	-22,1	-26,1	-28,7	-31,3	-33,5
+ 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Disjuntor 63 – Juazeiro 2 230 kV																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar		-2,8	-2,8	-2,5	-2,4	-2,5	-2,5	-3,1	-4,3	-5,4	-5,9	-6,5	-6,9	-6,8	-6,9	-6,7	-6,5	-6,1	-5,1	-3,6	-3,5	-3,0	-2,8	-2,6	-2,7
- 30% eólica e solar		2,8	2,8	2,5	2,4	2,5	2,5	3,1	4,3	5,4	5,9	6,5	6,9	6,8	6,9	6,7	6,5	6,1	5,1	3,6	3,5	3,0	2,8	2,6	2,7
+ 30% eólica		-2,8	-2,8	-2,5	-2,4	-2,5	-2,5	-2,6	-2,4	-2,3	-2,4	-2,6	-2,8	-2,6	-2,6	-2,5	-2,6	-2,9	-3,4	-3,6	-3,5	-3,0	-2,8	-2,6	-2,7
- 30% eólica		2,8	2,8	2,5	2,4	2,5	2,5	2,6	2,4	2,3	2,4	2,6	2,8	2,6	2,6	2,5	2,6	2,9	3,4	3,6	3,5	3,0	2,8	2,6	2,7
+ 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,6	-1,9	-3,1	-3,5	-3,9	-4,1	-4,2	-4,3	-4,2	-3,9	-3,3	-1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,9	3,1	3,5	3,9	4,1	4,2	4,3	4,2	3,9	3,3	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Disjuntor 66 – Juazeiro 2 230 kV																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar		-2,8	-2,8	-2,5	-2,4	-2,5	-2,5	-3,1	-4,3	-5,4	-5,9	-6,5	-6,9	-6,8	-6,9	-6,7	-6,5	-6,1	-5,1	-3,6	-3,5	-3,0	-2,8	-2,6	-2,7
- 30% eólica e solar		2,8	2,8	2,5	2,4	2,5	2,5	3,1	4,3	5,4	5,9	6,5	6,9	6,8	6,9	6,7	6,5	6,1	5,1	3,6	3,5	3,0	2,8	2,6	2,7
+ 30% eólica		-2,8	-2,8	-2,5	-2,4	-2,5	-2,5	-2,6	-2,4	-2,3	-2,4	-2,6	-2,8	-2,6	-2,6	-2,5	-2,6	-2,9	-3,4	-3,6	-3,5	-3,0	-2,8	-2,6	-2,7
- 30% eólica		2,8	2,8	2,5	2,4	2,5	2,5	2,6	2,4	2,3	2,4	2,6	2,8	2,6	2,6	2,5	2,6	2,9	3,4	3,6	3,5	3,0	2,8	2,6	2,7
+ 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,6	-1,9	-3,1	-3,5	-3,9	-4,1	-4,2	-4,3	-4,2	-3,9	-3,3	-1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	1,9	3,1	3,5	3,9	4,1	4,2	4,3	4,2	3,9	3,3	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Disjuntor 67 – Interligador de Barras																									
Variações		Hora																							
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
+ 30% eólica e solar		22,4	22,6	23,2	23,3	23,1	22,6	22,8	23,2	23,1	21,5	18,3	15,2	13,6	12,1	11,7	11,7	12,3	12,2	12,6	14,1	16,5	18,1	19,7	21,0
- 30% eólica e solar		-22,4	-22,6	-23,2	-23,3	-23,1	-22,6	-22,8	-23,2	-23,1	-21,5	-18,3	-15,2	-13,6	-12,1	-11,7	-11,7	-12,3	-12,2	-12,6	-14,1	-16,5	-18,1	-19,7	-21,0
+ 30% eólica		22,4	22,6	23,2	23,3	23,1	22,6	22,7	22,6	22,1	20,4	17,0	13,9	12,3	10,7	10,3	10,4	11,2	11,7	12,6	14,1	16,5	18,1	19,7	21,0
- 30% eólica		-22,4	-22,6	-23,2	-23,3	-23,1	-22,6	-22,7	-22,6	-22,1	-20,4	-17,0	-13,8	-12,3	-10,7	-10,3	-10,5	-11,2	-11,7	-12,6	-14,1	-16,5	-18,1	-19,7	-21,0
+ 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,6	1,0	1,1	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,1	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- 30% solar		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,6	-1,0	-1,1	-1,3	-1,4	-1,4	-1,4	-1,4	-1,3	-1,1	-0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

FONTE: O Autor (2019).

Através da formulação da potência aparente, foram calculados as máximas correntes passantes através dos disjuntores da subestação Sobradinho 230 kV. A TABELA 5.7 apresenta os valores máximos de corrente através dos principais disjuntores desta subestação, bem como a proporção desses valores em relação aos seus valores nominais. Essas análises são realizadas para a condição original, ou seja, sem a variação dos valores médios da potência ativa das fontes eólicas, e com uma variação de +/- 30% em relação a esses valores.

TABELA 5.7 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DOS DISJUNTORES DA SE 230 KV SOBRADINHO

Sistema	Disjuntor				
	53	62	63	66	67
Original Eólica e/ou Solar (A)	72	326	198	198	143
Incremento Energia Eólica e/ou Solar (A)	90	427	192	192	205
Decremento Energia Eólica e/ou Solar (A)	56	228	204	204	84
Corrente Nominal Disjuntores (A)	1250	1250	1250	1250	1600
Corrente Original /Corrente Nominal (%)	6	26	16	16	9
Corrente Máxima com Eólica e/ou Solar /Corrente Nominal (%)	7	34	16	16	13

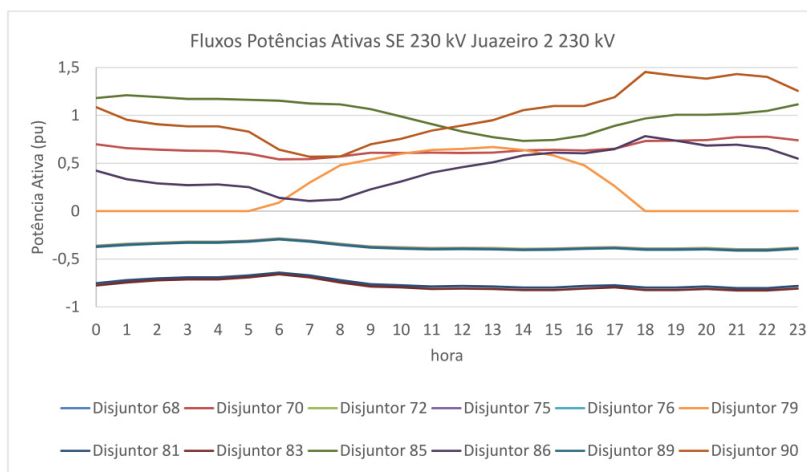
FONTE: O Autor (2019).

O valor de máxima corrente que mais se aproximou da capacidade nominal do disjuntor foi de 427 A, que corresponde a 34% do valor nominal. Essa máxima corrente foi alcançada através do disjuntor 62, com o aumento da produção de energia pelo parque eólico de Pedra Branca. Conforme abordado no Plano Decenal de Expansão do sistema elétrico brasileiro da seção 2.2, tem-se a previsão de um grande crescimento da participação da energia solar na matriz energética nacional. Caso o parque eólico de Pedra Branca seja expandido ou um novo parque seja implantando nessa região de grande potencial eólico, as correntes que passam por esse disjuntor poderão se aproximar dos valores nominais e inclusive excedê-los.

A barra de 230 kV da subestação Juazeiro 2 do sistema teste II também foi escolhida para a modelagem no nível de subestação principalmente por contar com a conexão do parque eólico Delfina e do parque fotovoltaico Juazeiro Solar, possibilitando avaliar os fluxos de potência ativa através dos disjuntores, em função do comportamento dessas fontes de energia. A FIGURA 5.17 ilustra os valores médios dos fluxos de potência ativa através dos disjuntores dessa subestação apresentados na FIGURA 5.9. Esses fluxos foram determinados conforme FPO-DE apresentado na seção 3.1.



FIGURA 5.17 – FLUXOS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - SE 230 KV JUAZEIRO 2



FONTE: O Autor (2019).

A FIGURA 5.17 demonstra que os maiores valores de fluxos de potência ativa através dos disjuntores são alcançados através do disjuntor interligador de barras 90 e do disjuntor 85, responsável pelo envio das potências ativas produzidas pelo parque eólico de Delfina para o sistema. As FIGURAS 5.18.1 e 5.18.2 ilustram os comportamentos dos fluxos das potências ativas e reativas através dos disjuntores da subestação Juazeiro 2 230 kV em função da variação de  $\pm 30\%$  nas potências ativas das fontes de energia eólica e solar. Além da ilustração dessas figuras, a TABELA 5.8 demonstra como os fluxos das potências ativas através dos disjuntores variam em torno de seus valores médios sob influência tanto da energia eólica quanto da energia solar.

Os fluxos das potências ativas e reativas através dos disjuntores 72, 75, 76 e 89 responsáveis para o envio de potência através dos transformadores 230/69 kV para atender a demanda da barra de 69 kV de Juazeiro 2 e através dos disjuntores 81 e 83, responsáveis para o envio de potência para as cargas atendidas pelas barras de 230 kV de Senhor do Bonfim II e Jaguarari, respectivamente não sofreram influência das fontes de energia eólica e solar, uma vez que as cargas não variam durante cada hora de análise. Na ilustração da FIGURA 5.18.2, nota-se uma pequena variação dos fluxos de potência reativa através dos disjuntores 81 e 83, em função da variação das fontes de energias eólica e solar. Porém essa variação está na segunda casa decimal dos valores apresentados e são motivadas pelo processo de convergência do FPO. Os fluxos das potências ativas e reativas através dos disjuntores 79 e 85, responsáveis pelo envio dos fluxos de potência produzidos pelo parque solar de Juazeiro Solar e pelo parque eólico de Delfina, respectivamente, geralmente aumentam os seus valores com o aumento da participação dessas fontes de energia e vice versa. Por outro lado os fluxos de potência ativa

através dos disjuntores 68, 70 responsáveis pelo recebimento da energia produzida pela usina de Sobradinho e do parque solar de Nova Olinda através barras de 230 kV de Sobradinho, através do disjuntor 86, responsável pela conexão com a barra de Juazeiro 3 230 kV, e através do disjuntor interligador de barras 90 diminuem seus valores com o aumento da participação das fontes de energia eólica e solar e vice versa. Os fluxos de potência reativa através dos disjuntores 68,70, 86 e 90 geralmente aumentam os seus valores com o aumento da participação destas fontes de energia. Para 16 horas, em função da combinação da carga com a produção de energia, observa-se uma maior sensibilidade nos fluxos de potência reativa através dos disjuntores 68, 70 e 86, em relação a variação das potências ativas das fontes de energia eólica e solar.

FIGURA 5.18.1 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV JUAZEIRO 2



FIGURA 5.18.1 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS ATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV JUAZEIRO 2 (CONTINUAÇÃO)



FONTE: O Autor (2019).

FIGURA 5.18.2 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS REATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV JUAZEIRO 2

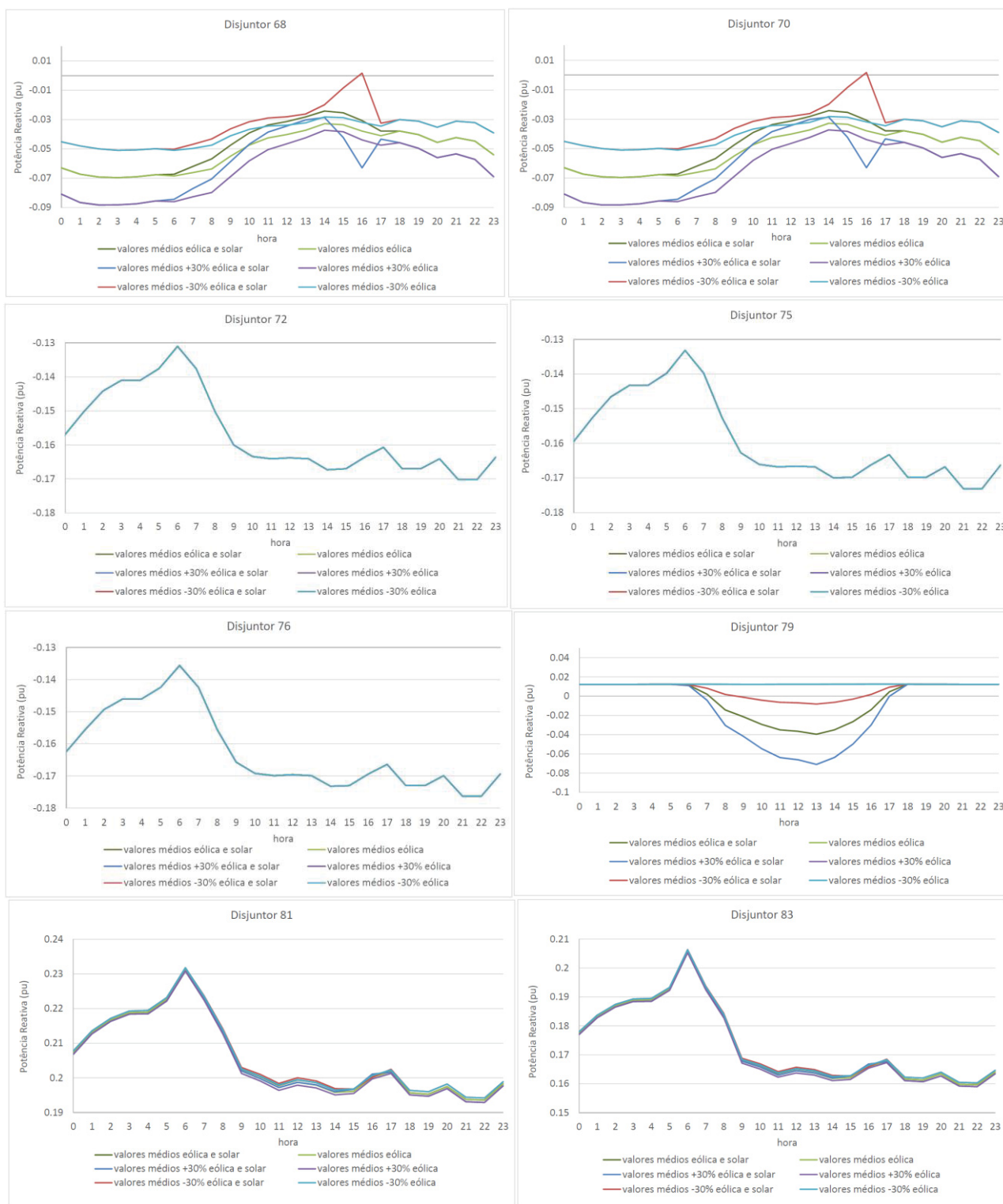
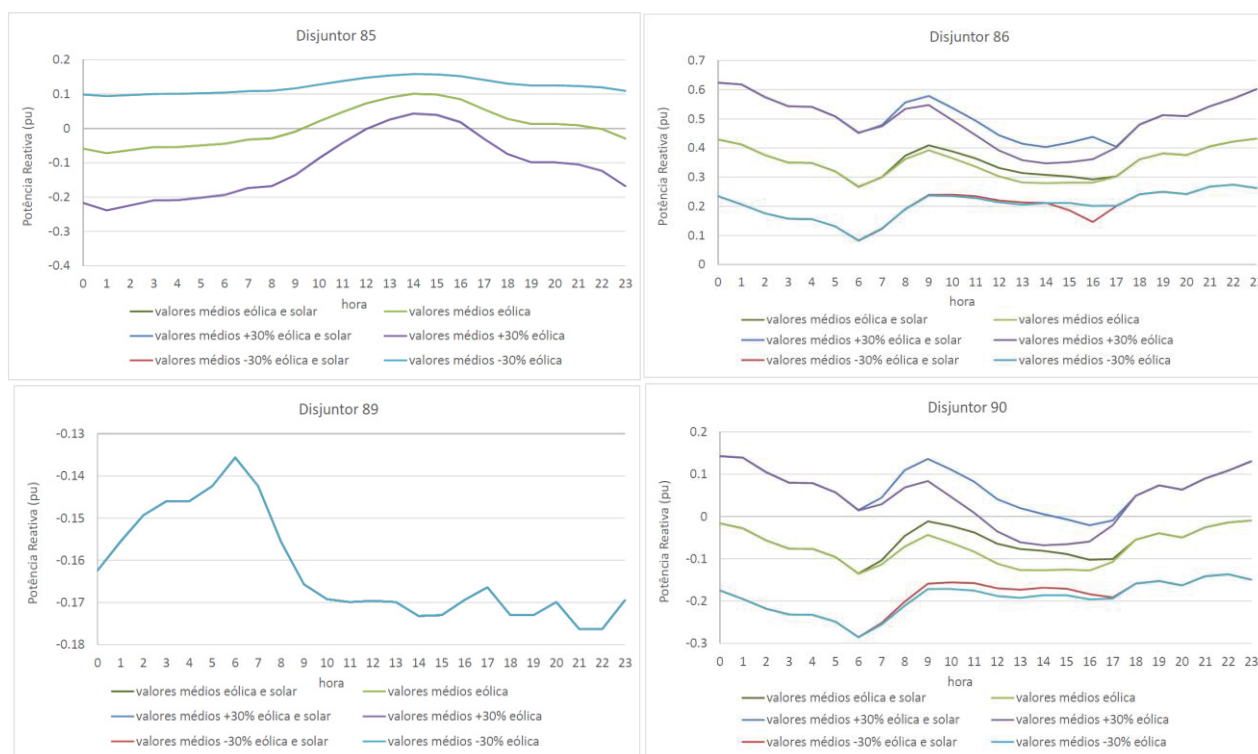


FIGURA 5.18.2 – VARIAÇÕES DAS POTÊNCIAS REATIVAS (PU) - DISJUNTORES SE 230 KV JUAZEIRO 2 (CONTINUAÇÃO)



FONTE: O Autor (2019).



TABELA 5.8 – VARIAÇÕES FLUXOS DE POTÊNCIA ATIVA (MW) – DISJUNTORES – SE 230 KV JUAZEIRO 2 (CONTINUAÇÃO)

Disjuntor 86 – Juazeiro 3 230 kV																										
Variações		Hora																								
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
+ 30% eólica e solar		-29	-30,1	-30,1	-29,9	-29,7	-29,3	-30,5	-33,7	-36,5	-36,0	-34,4	-32,4	-30,6	-29,2	-27,7	-26,6	-25,7	-24,1	-21,6	-22,9	-23,9	-24,6	-25,8	-27,5	
- 30% eólica e solar		29	30,1	30,2	29,9	29,7	29,3	30,5	33,7	36,5	36,0	34,4	32,4	30,6	29,2	27,7	26,6	25,7	24,2	21,5	22,9	23,9	24,6	25,8	27,5	
+ 30% eólica		-29	-30,1	-30,1	-29,9	-29,7	-29,3	-29,0	-28,5	-28,2	-26,7	-24,1	-21,5	-19,5	-17,8	-16,8	-16,9	-17,9	-19,7	-21,6	-22,9	-23,9	-24,6	-25,8	-27,5	
- 30% eólica		29	30,1	30,2	29,9	29,7	29,3	29,0	28,5	28,2	26,7	24,1	21,5	19,5	17,8	16,8	16,9	17,9	19,7	21,5	22,9	23,9	24,6	25,8	27,5	
+ 30% solar		0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-1,6	-5,2	-8,3	-9,3	-10,3	-10,9	-11,1	-11,4	-10,9	-9,7	-7,9	-4,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
- 30% solar		0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,6	5,2	8,3	9,2	10,3	10,9	11,1	11,5	10,9	9,7	7,9	4,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Disjuntor 90 – Interligador de Barras																										
Variações		Hora																								
		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
+ 30% eólica e solar		-35	-35,7	-35,1	-34,6	-34,6	-34,3	-36,7	-42,2	-47,3	-47,7	-47,2	-46,1	-44,1	-43,0	-40,9	-39,4	-37,9	-34,2	-28,7	-29,8	-29,8	-30,1	-30,9	-32,9	
- 30% eólica e solar		35	35,7	35,1	34,6	34,6	34,3	36,7	42,2	47,3	47,7	47,2	46,1	44,1	43,0	40,9	39,4	37,9	34,2	28,7	29,8	29,8	30,1	30,9	32,9	
+ 30% eólica		-35	-35,7	-35,1	-34,6	-34,6	-34,3	-34,0	-33,2	-32,9	-31,5	-29,2	-26,9	-24,7	-22,9	-21,8	-22,1	-23,5	-26,4	-28,7	-29,8	-29,8	-30,1	-30,9	-32,9	
- 30% eólica		35	35,7	35,1	34,6	34,6	34,3	34,0	33,2	32,9	31,5	29,2	26,9	24,7	22,9	21,8	22,1	23,5	26,4	28,7	29,8	29,8	30,1	30,9	32,9	
+ 30% solar		0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-2,7	-9,0	-14,4	-16,2	-18,0	-19,2	-19,5	-20,1	-19,2	-17,4	-14,4	-7,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
- 30% solar		0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	9,0	14,4	16,2	18,0	19,2	19,5	20,1	19,2	17,4	14,4	7,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

FONTE: O Autor (2019).



A partir do cálculo das potências aparentes, foram determinadas as máximas correntes através dos disjuntores, considerando a influência das fontes de energias eólica e solar a fim de compara-las com os seus valores nominais, conforme apresentado na TABELA 5.9.

TABELA 5.9 – MÁXIMAS CORRENTES (A) ATRAVÉS DE DISJUNTORES DA SE 230 KV JUAZEIRO 2

Sistema	Disjuntores							
	68	70	72	79	81	85	86	90
Original Eólica e/ou Solar (A)	195	195	108	168	208	304	216	365
Incremento Energia Eólica e/ou Solar (A)	189	189	108	219	208	398	187	293
Decremento Energia Eólica e/ou Solar (A)	202	202	108	118	208	216	258	438
Corrente Nominal Disjuntores (A)	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Corrente Original /Corrente Nominal (%)	20	20	11	17	21	30	22	36
Corrente Máxima com Eólica e/ou Solar /Corrente Nominal (%)	20	20	11	22	21	40	26	44

FONTE: O Autor (2019).

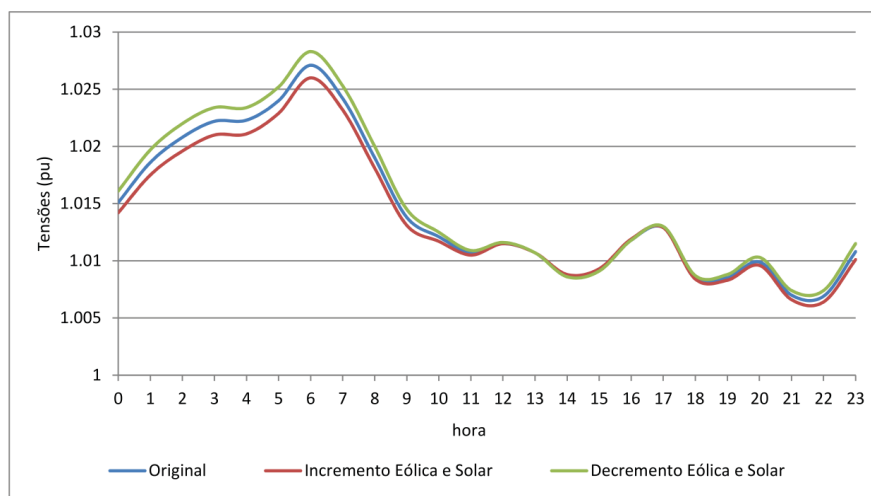
Os resultados indicam que as máximas correntes foram identificadas através do disjuntor interligador de barras 90, no valor de 438 A que representa 44 % da capacidade nominal de disjuntores de 1000 A. As maiores variações nas corrente em função da variação das fontes de energia eólica e solar ocorreram através do disjuntor 85, responsável conexão do parque eólico Delfina, que atingiu um aumento de 10%.

#### 5.4.4 Magnitudes das Tensões Nodais

Para o sistema de teste II, as incertezas das magnitudes das tensões nodais foram determinadas em função da incerteza de +/- 30% em relação ao valor médio das potências ativas das fontes de energias eólica e solar. A FIGURA 5.19 ilustra o comportamento ao longo do dia, das magnitudes das tensões nodais da barra de 500 kV da subestação São João do Piauí, devido à combinação das incertezas das fontes de energias eólica e solar.



FIGURA 5.19 – MAGNITUDES DAS TENSÕES – SE 500 KV SÃO JOÃO DO PIAUÍ



FONTE: O Autor (2019).

Os valores obtidos para as magnitudes de tensão nodais de todas as barras do sistema teste II, apresentadas na TABELA 2.B do Anexo estão dentro dos requisitos estabelecidos pela autoridade regulatória brasileira, conforme comentários relacionados à TABELA 4.22. Estes resultados mostram mais uma vez a relevância da metodologia proposta que permite a inferência de questões desta ordem sem a necessidade de realizar estudos e simulações exaustivas envolvendo as fontes intermitentes de energia. Ainda na TABELA 2.B é possível verificar que as barras oriundas da modelagem no nível de subestação apresentam os mesmos valores para as magnitudes das tensões nodais, confirmando diferenças nulas para as magnitudes das tensões quando os disjuntores estão fechados, conforme proposto na equação (3.5).

#### 5.4.5 Tempos Computacionais

A TABELA 5.10 apresenta os tempos computacionais atingidos na execução do primeiro e segundo estágios da metodologia proposta, considerando o sistema teste II.

TABELA 5.10 – TEMPOS COMPUTACIONAIS (SEGUNDOS)– SISTEMA TESTE II

Hora	Primeiro Estágio	Segundo Estágio	Hora	Primeiro Estágio	Segundo Estágio	Hora	Primeiro Estágio	Segundo Estágio
0	3,56	0,28	8	3,68	0,25	16	3,46	0,22
1	3,87	0,23	9	3,46	0,17	17	3,10	0,20
2	3,34	0,20	10	3,54	0,27	18	3,76	0,27
3	3,62	0,30	11	3,68	0,25	19	3,82	0,27
4	4,01	0,27	12	3,65	0,22	20	3,51	0,27
5	3,34	0,23	13	3,48	0,23	21	3,78	0,28
6	3,81	0,25	14	3,42	0,25	22	3,46	0,23
7	3,42	0,28	15	3,67	0,27	23	3,46	0,27

FONTE: O Autor (2019).

De acordo com os resultados apresentados na TABELA 5.10, é possível verificar a redução significativa do tempo computacional do segundo estágio, em relação ao primeiro estágio. O segundo estágio fornece aos analistas de sistemas elétricos de potência, respostas rápidas e com boa autenticidade sobre as grandezas elétricas desses sistemas, conforme indicado na FIGURA 5.11.

## 6 CONTINGÊNCIAS E EXPANSÕES NOS SISTEMAS TESTE

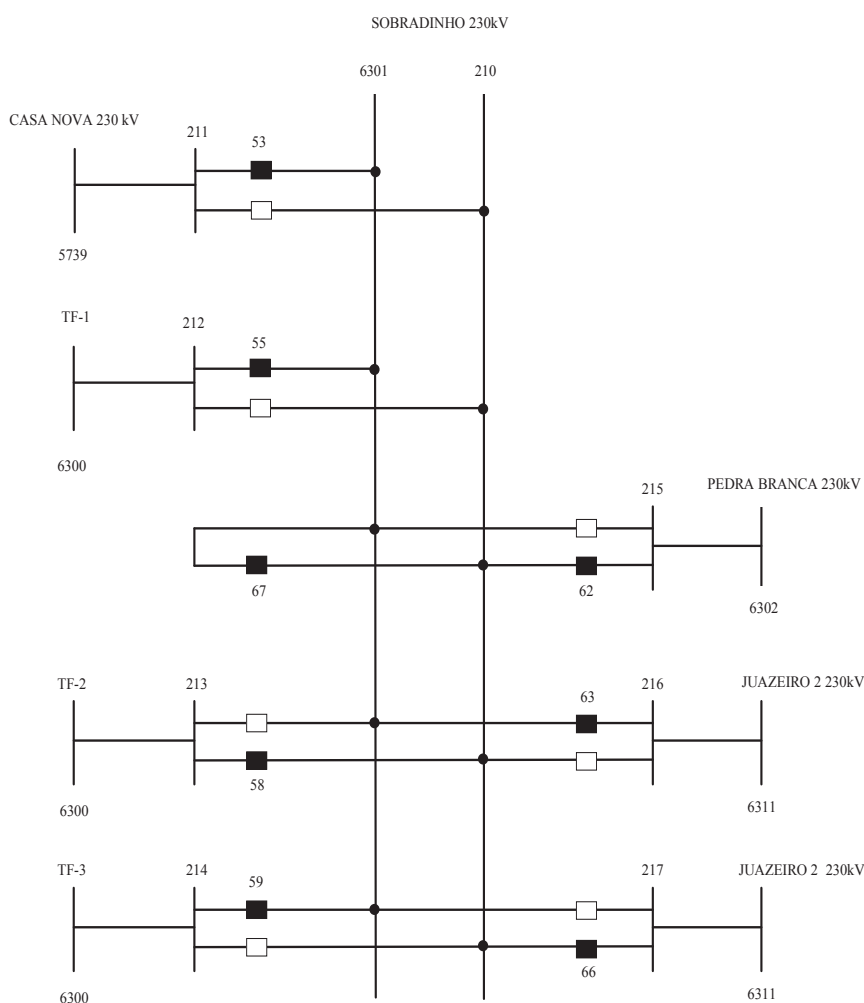
Este Capítulo apresenta os resultados alcançados com expansões e contingências realizadas nos sistemas teste I e II, através da metodologia expedita proposta, com enfoque na avaliação das correntes através dos disjuntores. As contingências envolvem a perda completa de um parque eólico ou de um elemento do sistema, como por exemplo um transformador. As expansões são realizadas conforme o Plano Decenal de Expansão da geração de energia elétrica, apresentado na seção 2.2 deste trabalho, que preconiza a expansão esperada de 10 GW e 5 GW para as fontes de energias eólica e solar, respectivamente, mantendo o reconhecimento internacional do país em gerir recursos energéticos renováveis. Este Capítulo contempla também algumas análises envolvendo as correntes de curto - circuito através dos disjuntores, tema que pode ser explorado com mais detalhes em trabalhos futuros. Os resultados apresentados comprovam que a metodologia expedita proposta é capaz de acessar com boa aceitação os efeitos da intermitência das fontes de energias eólica e solar nas correntes através dos disjuntores. Essa avaliação é de extrema importância para verificar a necessidade de substituição desses equipamentos por disjuntores com maior capacidade nominal de corrente. As análises apresentadas neste capítulo são acadêmicas e não têm a intenção de interferir na operação ou expansão do sistema real. As capacidades de interrupção de correntes dos disjuntores foram academicamente estimadas.

### 6.1 CONTINGÊNCIA DO PARQUE EÓLICO PEDRA BRANCA

Na consideração de parques eólicos e fotovoltaicos em sistemas elétricos de potência, uma condição bastante importante a se considerar são os efeitos das intempéries climáticas. Ventos fortes podem afetar as diferentes instalações de parques geradores de energia elétrica, porém com mais intensidade nos parques eólicos e fotovoltaicos, em função de suas características construtivas. Baseado nestas considerações foram realizadas simulações de contingência total do parque eólico de Pedra Branca do sistema teste II. Nas simulações desta contingência foi considerado para cada hora do dia a exclusão total das potências ativas deste parque através da variável fuzzy  $\overline{\Delta P}_{g_{eol}}$  aplicada ao pós-processamento do FPO-DE, conforme apresentado na seção 3.2 deste trabalho. As correntes através dos disjuntores, com e sem contingência do parque eólico Pedra Branca, foram calculadas através das metodologia expedita apresentada no Capítulo III. Para estas simulações os parques eólicos de Delfina e Casa Nova,

bem como os parques solares de Nova Olinda e Juazeiro Solar, mantiveram a variação de +/- 30% em relação aos valores médios das potências ativas, conforme seção 4.4. Para melhor compreensão do impacto da contingência do parque eólico de Pedra Branca nas correntes através dos disjuntores, a modelagem no nível de subestação da subestação Sobradinho 230 kV é novamente apresentada na FIGURA 6.1.

FIGURA 6.1 – DISJUNTORES SE 230 KV SOBRADINHO

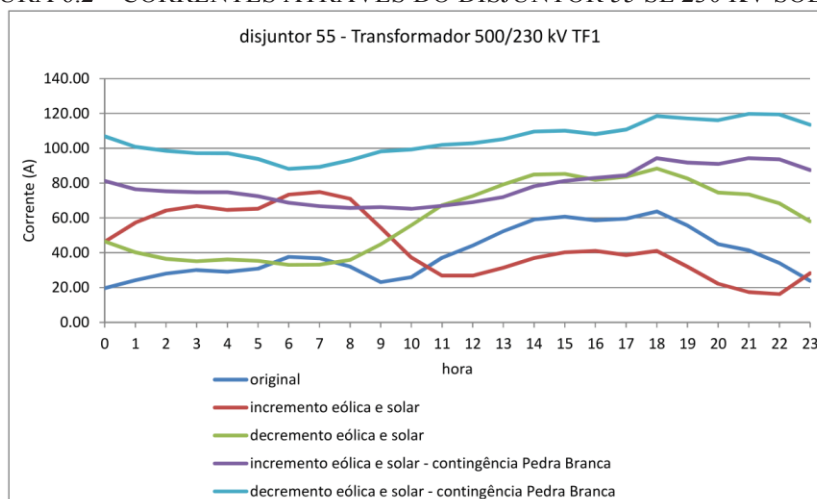


FONTE: O Autor (2019).

Com a contingência do Parque Eólico de Pedra Branca, as correntes através do disjuntor 53, responsável por receber as potências ativas do parque eólico de Casa Nova, não se alteraram, como era de se esperar. As correntes através dos disjuntores 55, 58 e 59 que conectam os transformadores 500/230 kV TF-1, TF-2 e TF-3, geralmente elevam os seus valores e mantem o sentido importando potência para a subestação 230 kV Sobradinho. Vale ressaltar que na

condição original e na condição de incremento de energia eólica e solar, considerando a ausência da contingência do parque eólico de Pedra Branca as correntes através desses disjuntores, durante algumas horas do dia, exportam potência para o sistema conforme ilustrado na FIGURA 6.2.

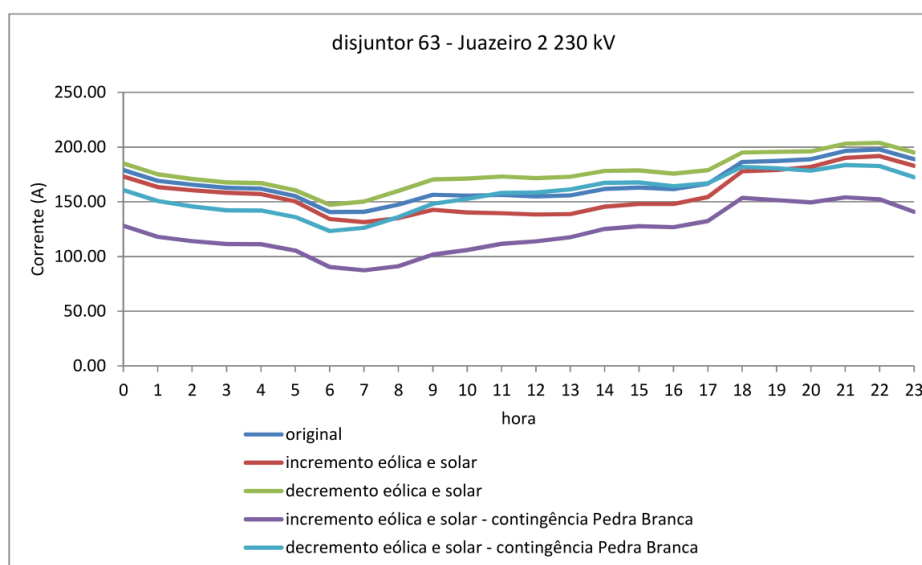
FIGURA 6.2 – CORRENTES ATRAVÉS DO DISJUNTOR 55 SE 230 KV SOBRADINHO



FONTE: O Autor (2019).

As correntes através dos disjuntores 63 e 66, responsáveis pelo envio de potência para a barra de 230 kV de Juazeiro 2, bem como através do disjuntor 67, interligador de barras diminuíram os seus valores com a contingência do parque eólico de Pedra Branca, conforme ilustrado na FIGURA 6.3.

FIGURA 6.3 – CORRENTES ATRAVÉS DO DISJUNTOR 63 SE 230 KV SOBRADINHO

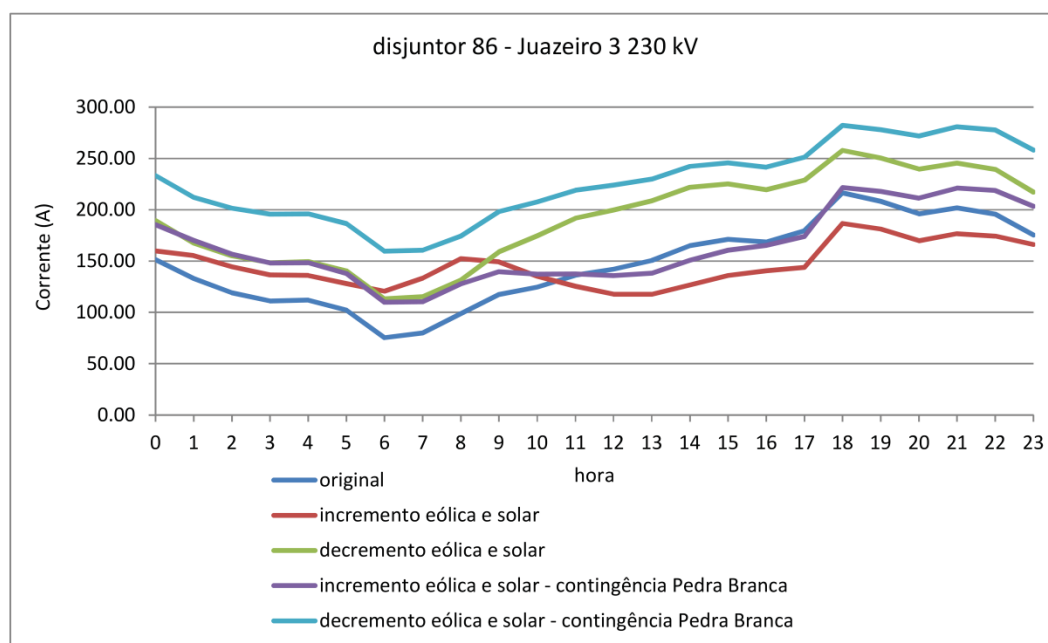


FONTE: O Autor (2019).

A subestação 230 kV Juazeiro 2 também foi influenciada pela contingência do parque eólico de Pedra Branca. As correntes através dos disjuntores 68 e 70, ilustrados na FIGURA 5.9 reduziram os seus valores como era de se esperar uma vez que fazem conexão com os disjuntores 63 e 66 da subestação 230 kV Sobradinho. As correntes através dos disjuntores 72, 75, 76 e 89, responsáveis pelo envio de potência para atendimento da carga através dos transformadores 230/69 kV TF-1, TF-2, TF-3 e TF-4, dos disjuntores 81 e 83 responsáveis pelo envio de potência para as barras de carga de Senhor do Bonfim II e Jaguarari, respectivamente não alteraram os seus valores em função da contingência, como era de se esperar, uma vez que as cargas não variam.

As correntes através dos disjuntores 79 e 85 que conectam o parque solar de Juazeiro Solar e o parque solar de Delfina, respectivamente não alteraram os seus valores com a contingência, uma vez que as injeções de potência não se alteram. As correntes através do disjuntor interligador 90 também não se alteram. Já as correntes através do disjuntor 86, responsável pela conexão com a barra de 230 kV Juazeiro 3, elevam seus valores com a contingência do parque eólico Pedra Branca. Vale ressaltar que para algumas horas do dia, na condição de incremento de energia eólica, considerando a ausência da contingência do parque eólico de Pedra Branca, as correntes através desse disjuntor, exportam potência para o sistema conforme ilustrado na FIGURA 6.4.

FIGURA 6.4 – CORRENTES ATRAVÉS DO DISJUNTOR 86 SE 230 KV JUAZEIRO 2



FONTE: O Autor (2019).

Os valores das correntes através dos disjuntores das subestações 230 kV Sobradinho e Juazeiro 2 ficaram bastante afastadas dos valores de corrente nominal de 1250 A (1600 A para o disjuntor interligador) e 1000 A respectivamente, não resultando problemas de superação destes equipamentos por corrente de carga. No que diz respeito a reserva de energia, o sistema teste II foi capaz de suprir a perda do parque eólico Pedra Branca e ainda garantir reserva de energia conforme apresentado na TABELA 6.1.

TABELA 6.1 – RESERVA DE ENERGIA – CONTINGÊNCIA PARQUE EÓLICO PEDRA BRANCA

Geradores	Limites (MW)	Reserva Geração (%)			
		Sem Contingência		Contingência Parque Eólico	
		Original	Impacto Eólica e Solar	Original	Impacto Eólica e Solar
São João do Piauí 500 kV	3000	60	57	60	55
UHE Sobradinho	1000	0	0	0	0
Juazeiro 3 69 kV	82,5	100	100	100	100
Juazeiro 2 69 kV	64,7	0	0	0	0

FONTE: O Autor (2019).

Conforme comentado anteriormente, as correntes através dos disjuntores foram determinadas de maneira qualitativa no pós-processamento do FPO-DE, conforme metodologia expedita proposta. Para confirmar novamente a eficiência da metodologia proposta foi realizada a validação dos resultados alcançados nos moldes das avaliações realizadas na seção 5.4.1.

Sabe-se que a análise de sensibilidade geralmente apresenta bons resultados somente para pequenas variações em relação a um valor de análise. Porém neste trabalho de pesquisa alcançou-se bons resultados com grandes variações em relação a um valor de análise, que neste caso envolve para essas variações, a exclusão dos valores das potências ativas parque eólico Pedra Branca. A comprovação dos bons resultados alcançados está na validação da metodologia expedita proposta com a convencional execução do FPO, conforme ilustrado na TABELA 6.2.

TABELA 6.2 – VALIDAÇÃO SISTEMA TESTE II – CONTINGÊNCIA PARQUE EÓLICO PEDRA BRANCA

Sistema Teste II		Diferença percentual entre valores alcançados entre o processamento direto e pós processamento do FPO				
Influência	Grandezas Elétricas Monitoradas	acima de 1%	acima de 5%	acima de 10%	acima de 20 %	acima de 50
eólica e solar	Correntes através dos disjuntores	31%	19%	15%	10%	4%
eólica e solar	Potência Ativa - Geração	2%	0%	0%	0%	0%
eólica e solar	Magnitudes das Tensões	8%	2%	0%	0%	0%

FONTE: O Autor (2019).

No pós-processamento do FPO-DE, surgem valores de corrente muito pequenos (dígitos na segunda casa decimal) através do disjuntor 62, que conecta o parque eólico de Pedra Branca

em contingência, motivados pelo processamento numérico do FPO. Este fato provoca o aparecimento dos percentuais mais acentuados para as correntes através dos disjuntores, conforme apresentado na TABELA 6.2. Ainda na TABELA 6.2 são apresentadas as validações das potências ativas dos geradores convencionais e das magnitudes das tensões. Os resultados apresentados nessa Tabela demonstram que a metodologia proposta apresentam bons resultados em um baixo esforço computacional, similar ao apresentado na TABELA 5.10.

Outra interessante análise a respeito da metodologia expedita capaz de acessar os efeitos das fontes de energia eólica e solar nas grandezas elétricas de sistemas de potência consiste na confirmação do balanço das potências ativas nas barras das subestações modeladas no nível de subestação. Esses resultados são apresentados na TABELA 6.3, para a hora 00, na condição de incremento das fontes de energias eólica e solar. Essas potências foram determinadas no pós-processamento do FPO-DE. A metodologia expedita proposta foi projetada para avaliar o impacto da variação das potência ativas das fontes de energia eólica e solar apenas nos fluxos de potência ou de corrente através dos ramos chaveáveis e não dos ramos convencionais, a fim de dimensionar os disjuntores. Neste caso, como exemplo, o fluxo de potência ativa através do ramo chaveável 211 – 6302, onde está localizado o disjuntor 53, após a adoção da metodologia proposta será diferente do fluxo de potência no ramos convencional entre as barras 5739 e 211. Porém com fluxo de potência ativa no ramo chaveável é possível estimar esse fluxo no ramo convencional. Para trabalhos futuros é possível adaptar a metodologia para incorporar a avaliação desses fluxos através dos ramos convencionais.

TABELA 6.3 – BALANÇOS DE POTÊNCIAS ATIVAS SE 230 KV SOBRADINHO

SE 230 kV Sobradinho							
Barra 6301 – Fluxo de Potência Ativa (pu)				Barra 210 – Fluxo de Potência Ativa (pu)			
Localização	entrando	saindo	Localização	Localização	entrando	saindo	Localização
Disjuntor 53 →	0,3079	0,4958	← Disjuntor 63	Disjuntor 62 →	0,0191	0,4958	← Disjuntor 66
Disjuntor 55→	0,2222	0,2527	← Interligador	Interligador →	0,2527	-	-
Disjuntor 59 →	0,2183	-	-	Disjuntor 58 →	0,224	-	-
<b>Total →</b>	<b>0,7484</b>	<b>0,7485</b>	<b>← Total</b>	<b>Total →</b>	<b>0,4958</b>	<b>0,4958</b>	<b>← Total</b>

FONTE: O Autor (2019).

Ainda na TABELA 6.3 é possível verificar o baixo valor para o fluxo de potência ativa através do disjuntor 62, que resulta nas diferenças apontadas para as correntes apresentadas na TABELA 6.2.



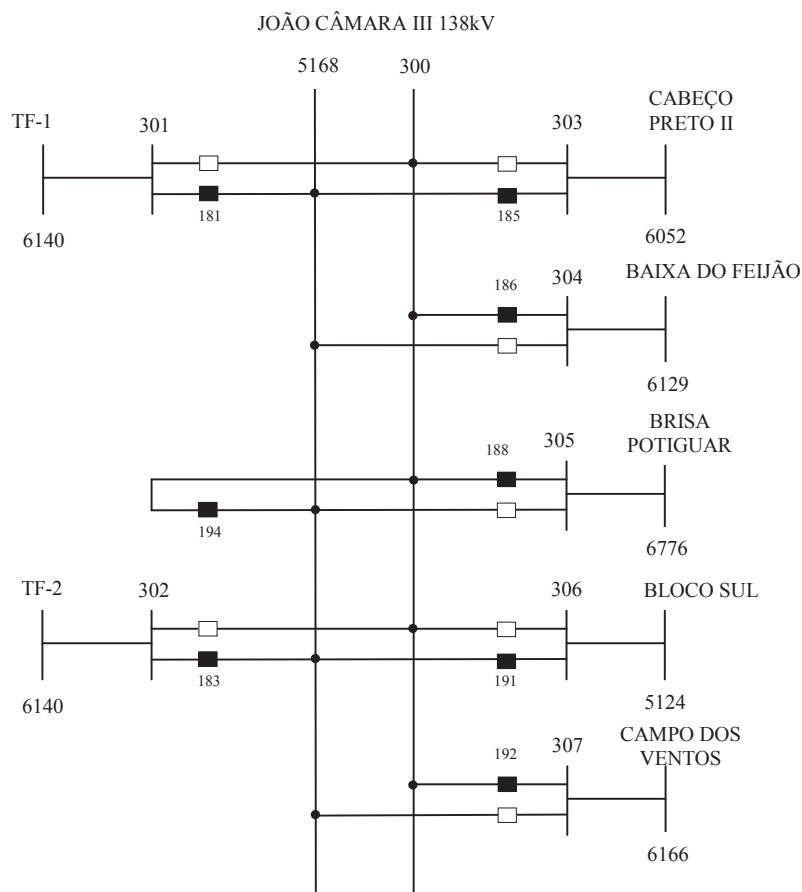
## 6.2 EXPANSÃO DE PARQUES EÓLICOS

Conforme preconiza o Plano Decenal de Expansão do parque gerador de energia elétrica brasileiro, está previsto o aumento de 10 GW na matriz energética nacional através de fontes de energia eólica até o ano de 2027. Baseado nesta previsão considerou-se a expansão de aproximadamente 100% dos parques eólicos Campo dos Ventos, Brisa Potiguar, Cabeço Preto II, Baixo do Feijão e Bloco Sul do sistema teste I, perfazendo um aumento de aproximadamente 600 MW.

O aumento das potências ativas desses parques foi realizada através de variáveis fuzzy aplicadas ao pós-processamento do FPO-DE, conforme apresentado na seção 3.2. O referido aumento contempla a duplicidade dos valores médios das potências ativas e ainda a variação de +/-30% em relação a estes valores duplicados.

A FIGURA 6.5 ilustra a modelagem no nível de subestação da barra 2 da subestação 138 kV João Câmara III, a fim de proporcionar um melhor entendimento do efeito da expansão dos parques eólicos nas correntes através dos disjuntores.

FIGURA 6.5 – DISJUNTORES SUBESTAÇÃO 138 KV JOÃO CÂMARA III (BARRA 2)



FONTE: O Autor (2019).

Os valores máximos alcançados, para as correntes através dos disjuntores da barra 2 da SE 138 João Câmara III, considerando o sistema original e com a expansão dos parques eólicos Cabeço Preto II, Baixa do Feijão, Brisa Potiguar, Bloco Sul e Campos dos Ventos ocorrem na hora 16 e estão apresentado na TABELA 6.4. Os valores desta Tabela foram alcançados com incremento de 30% nas fontes de energias eólica e solar.

TABELA 6.4 – CORRENTES DISJUNTORES PARQUES EÓLICOS

Nº disjuntor	Circuito	Corrente Nominal CN	Máxima Corrente Passante MC		MC/CN (%)	
			original	expansão	original	expansão
181	Transformador 500/138 kV TF-1	3150	1012	1902	32	60
183	Transformador 500/138 kV TF-2	3150	1012	1902	32	60
185	Parque Eólico Cabeço Preto II	1250	216	433	17	35
186	Parque Eólico Baixa do Feijão	1250	518	783	41	63
188	Parque Eólico Brisa Potiguar	1250	556	1115	44	89
191	Parque Eólico Bloco Sul	1250	390	783	31	63
192	Parque Eólico Campo dos	1250	345	694	28	55
194	Interligador de Barras	2000	1417	2589	71	129

FONTE: O Autor (2019).

Em análise a TABELA 6.4, observa-se que a expansão dos parques eólicos não supera a capacidade de corrente nominal dos disjuntores da subestação, com exceção do disjuntor interligador, para esta configuração da FIGURA 6.5.

Uma importante característica da metodologia expedita proposta está na possibilidade de redistribuir os circuitos nas barras da subestação, sem prejuízo aos resultados alcançados. Como exemplo, tem-se a distribuição dos circuitos de Cabeço Preto, Baixa do Feijão, Brisa Potiguar, Bloco Sul e Campo dos Ventos, transformador TF-1 e transformador TF-2 entre as barras 5168 e 300 da subestação 138 kV João Câmara III, ilustrada na FIGURA 6.5. Para alguns casos ainda é possível considerar a perda de circuito, como por exemplo a perda de uma unidade transformadora, conforme detalhado na seção a seguir.

Neste caso pode-se considerar a possibilidade de redistribuir os circuitos de modo que a falta em uma barra, preserve parte da geração e do consumo de energia, conforme ilustrado na TABELA 6.5 a seguir.

TABELA 6.5 – DISTRIBUIÇÃO DOS CIRCUITOS

Barra 5168			Barra 300		
Circuito	Corrente (A)		Circuito	Corrente (A)	
	original	expansão		original	expansão
Transformador TF-1	+1012	+1902	Transformador TF-2	+1012	+1902
Baixa do Feijão	-518	-783	Cabeço Preto II	-216	-433
Bloco Sul	-390	-783	Brisa Potiguar	-556	-1115
Interligador	-105	-339	Campo dos Ventos	-345	-694
			Interligador	+105	+339

FONTE: O Autor (2019).

Em análise a TABELA 6.5, observa-se que possível falta na barra 300, mantém os parques eólicos Baixa do Feijão e Bloco Sul produzindo energia a ser distribuída para o sistema através do transformador TF-1. Mesma análise pode ser considerada para possível falta na barra 5168. Ainda na TABELA 6.5, observa-se que é possível redistribuir os circuitos entre as barras, através de cálculos diretos de balanço de corrente nas barras de análise, sem a necessidade de processar a rotina da metodologia proposta novamente. Da redistribuição de circuitos apresentada na TABELA 6.5 é possível afirmar que somente os valores de corrente através do disjuntor interligador de barras variam, os demais valores de corrente são mantidos. Se houver o processamento desta distribuição dos circuitos na metodologia expedita proposta, os valores encontrados serão iguais aos valores apresentados na TABELA 6.5. Para esta distribuição de circuitos o disjuntor interligador de barras não estaria superado por corrente de carga. Logo o dimensionamento da corrente nominal do disjuntor interligador de barras dependerá da distribuição dos circuitos entre as barras. Em análise ao diagrama da FIGURA 6.5, é possível observar que a condição de maior carregamento para o disjuntor interligador ocorre quando todos os parques eólicos estão alocados em uma única barra, fazendo com que toda a corrente dos parques eólicos passe pelo disjuntor interligador para atingir os transformadores. A distribuição dos circuitos para esta condição está ilustrada na TABELA 6.6.

TABELA 6.6 – DISTRIBUIÇÃO DOS CIRCUITOS– MAXIMIZAÇÃO DAS CORRENTES INTERLIGADOR DE BARRAS

Barra 5168			Barra 300		
Circuito	Corrente (A)		Circuito	Corrente (A)	
	original	expansão		original	expansão
Transformador TF-1	+1012	+1902	Cabeço Preto II	+216	+433
Transformador TF-2	+1012	+1902	Baixa do Feijão	+518	+783
Interligador	-2023	-3804	Brisa Potiguar	+556	+1115
			Bloco Sul	+390	+783
			Campo dos Ventos	+345	+694
			Interligador	-2023	-3804

FONTE: O Autor (2019).

De acordo com a TABELA 6.6 observa-se que o disjuntor interligador de barras apresenta superação por corrente nominal tanto na condição original quanto na condição de expansão dos parques eólicos. Na condição original, a superação desse disjuntor ocorre apenas as 16 horas, quando do incremento de todas as fontes de energia eólica e solar em 30%. Para esta condição existem duas possibilidades para contornar esta superação. Uma opção seria redistribuir os circuitos para postergar ou até mesmo evitar a substituição do disjuntor. A outra opção é substituir o disjuntor por um disjuntor de maior capacidade nominal de corrente, como deve ser feito de imediato para a condição de expansão dos parques eólicos.

A série R10 da norma IEC 60059 - Standard Current Ratings apresenta valores normalizados tanto para corrente nominal de regime contínuo quanto para capacidade de interrupção nominal de curto - circuito. Essa série compreende os números 1 – 1,25 – 1,6 – 2 – 2,5 – 3,15 – 4 – 5 – 6,3 – 8 e seus produtos por  $10^n$ . Na condição de expansão, o disjuntor interligador de barras poderia ser substituído por um equipamento com capacidade nominal de corrente de carga de 4000 A ou 5000 A, numa ação mais conservadora.

Quanto aos disjuntores dos transformadores, o dimensionamento da corrente de carga do disjuntor deve levar em conta também a suportabilidade de corrente de carga dos transformadores. Supondo que os transformadores sejam de 450 MVA, tem-se uma corrente de 1882,6 A em 138 kV. Conforme norma ABNT NBR 5356 – Transformadores de Potência, os transformadores são capazes de suportar todos os dias sobrecarga de 20% (2259 A) por 4 horas ou sobrecarga de 50% (2823,9 A) por 30 minutos, sem perda de vida útil. Com base nas características dos transformadores, pode-se manter os disjuntores dos transformadores com capacidade de carga de 3150 A, mesmo em condições de expansão dos parques eólicos, conforme apresentados na TABELA 6.4. Vale ressaltar que uma contingência em um dos transformadores da barra 2 da SE 138 kV João Câmara III, na condição original é possível operar o sistema com apenas um transformador, pois o valor de corrente de 2023 A fica abaixo de 3150 A, conforme apresentado na seção a seguir. Porém uma contingência de um transformador no sistema com expansão dos parques eólicos, levará ao corte de geração, uma vez que o transformador não suporta valores superiores a 3150 A por muito tempo. Para contornar essa situação poderá ser estudada a possibilidade de inserir mais um transformador, quando da expansão dos parques eólicos.

Como as novas correntes através dos disjuntores motivadas pela expansão dos parques eólicos, foram determinadas através de uma análise de sensibilidade qualitativa no pós-processamento do FPO-DE, foi realizada a validação dos valores alcançados nos moldes da seção

4.5.1. Os resultados da validação são apresentados na TABELA 6.7 e comprovam que a metodologia expedita proposta apresenta resultados com boa aceitação. Sabe-se que a análise de sensibilidade geralmente apresenta bons resultados somente para pequenas variações em relação a um valor de análise. Porém neste trabalho de pesquisa alcançou-se bons resultados com grandes variações em relação a um valor de análise, que neste caso envolve para essas variações, a duplicidade dos valores das potências ativas das fontes de energia eólica. A comprovação dos bons resultados alcançados está na validação da metodologia expedita proposta com a convencional execução do FPO, conforme ilustrado na TABELA 6.7.

TABELA 6.7 – VALIDAÇÃO SISTEMA TESTE I – EXPANSÃO PARQUES EÓLICOS

Sistema Teste I		Diferença percentual entre valores alcançados entre o processamento direto e pós processamento do FPO				
Influência	Grandezas Elétricas Monitoradas	acima de 1%	acima de 5%	acima de 10%	acima de 20 %	acima de 50 %
eólica e solar	Correntes através dos disjuntores	10%	4%	2%	2%	1%
eólica e solar	Potência Ativa - Geração	16%	8%	5%	3%	2%
eólica e solar	Magnitudes das Tensões	11%	2%	1%	0%	0%

FONTE: O Autor (2019).

Confirmando os resultados apresentados nas TABELAS 6.5 e 6.6, os fluxos das potências ativas e reativas determinados no pós-processamento do FPO-DE garantem os balanços de potência nas barras da subestação 138 kV João Câmara III – barra 2, modelada no nível de subestação. Essa garantia é apresentada na TABELA 6.8, de acordo com a configuração da FIGURA 6.5, para expansão dos parques eólicos na hora 12, na condição de incremento de 30% das fontes de energia eólica e solar.

TABELA 6.8 – BALANÇOS DE POTÊNCIAS ATIVAS E REATIVAS SE 138 KV JOÃO CÂMARA III

SE 138 kV João Câmara III – seção II							
Barra 5168 – Fluxo de Potência Ativa (pu)				Barra 300 – Fluxo de Potência Ativa (pu)			
Localização	entrando	saindo	Localização	Localização	entrando	saindo	Localização
Disjuntor 185 →	0,8164	3,9875	← Disjuntor 181	Disjuntor 186 →	2,0177	5,414	← Interligador
Disjuntor 191 →	1,7446	3,9875	← Disjuntor 183	Disjuntor 188 →	2,0995	-	-
Interligador →	5,414	-	-	Disjuntor 192 →	1,2968	-	-
<b>Total →</b>	<b>7,975</b>	<b>7,975</b>	<b>← Total</b>	<b>Total →</b>	<b>5,414</b>	<b>5,414</b>	<b>← Total</b>
Barra 5168 – Fluxo de Potência Reativa (pu)				Barra 300 – Fluxo de Potência Reativa (pu)			
Localização	entrando	saindo	Localização	Localização	entrando	saindo	Localização
Disjuntor 181 →	0,4781	0,72	← Interligador	Interligador →	0,72	0,4637	← Disjuntor
Disjuntor 183 →	0,4781	0,0773	← Disjuntor 185	-	-	0,108	← Disjuntor
-	-	0,1589	← Disjuntor 191	-	-	0,1484	← Disjuntor
<b>Total →</b>	<b>0,9562</b>	<b>0,9562</b>	<b>← Total</b>	<b>Total →</b>	<b>0,72</b>	<b>0,72</b>	<b>← Total</b>

FONTE: O Autor (2019).

A determinação das novas correntes através dos disjuntores em análise foram determinadas no segundo estágio da metodologia proposta, garantindo baixo esforço computacional, conforme apresentado na TABELA 6.9.

TABELA 6.9 – TEMPOS COMPUTACIONAIS (SEGUNDOS) EXPANSÕES PARQUES EÓLICOS

Hora	Primeiro Estágio	Segundo Estágio	Hora	Primeiro Estágio	Segundo Estágio	Hora	Primeiro Estágio	Segundo Estágio
0	42,6	1,0	8	55,3	1,0	16	45,9	1,1
1	59,0	1,0	9	59,6	0,9	17	42,8	0,9
2	64,4	1,0	10	50,7	1,0	18	44,5	1,0
3	57,4	0,9	11	41,8	1,1	19	57,3	1,0
4	71,3	0,9	12	34,4	1,0	20	56,1	1,0
5	53,7	1,0	13	41,0	0,8	21	37,5	1,0
6	71,4	0,9	14	45,2	0,9	22	47,8	1,0
7	49,0	1,0	15	43,9	0,9	23	41,1	1,0

FONTE: O Autor (2019).

Os resultados apresentados para a correntes através dos disjuntores da subestação 138 kV João Câmara III – barra 2, com a expansão dos parques eólicos Campo dos Ventos, Brisa Potiguar, Cabeço Preto II, Baixo do Feijão e Bloco Sul do sistema teste I confirmam que a metodologia expedita proposta é capaz de acessar os efeitos das fontes de energia eólica nas correntes através dos disjuntores com boa aceitação, conforme resultados das TABELAS 6.4 a 6.8 e de modo rápido, uma vez que são determinados nos tempos correspondentes ao segundo estágio da TABELA 6.9. Além disso, a modelagem no nível de subestação permitiu avaliar principalmente o comportamento das correntes através do disjuntor interligador de barras, o que não seria possível de forma direta, com a tradicional modelagem barra – ramo.

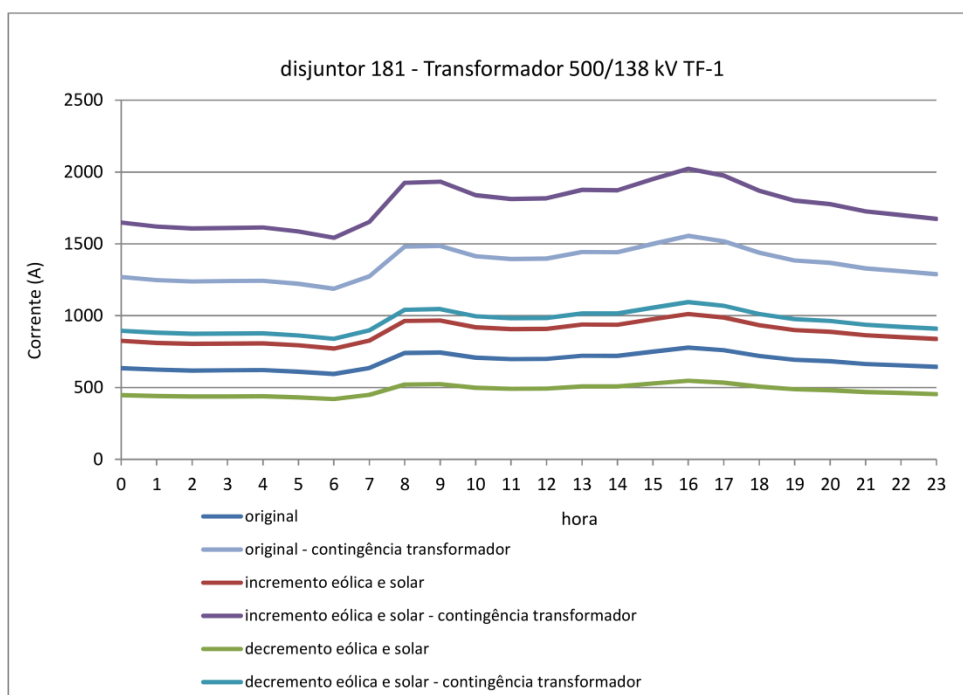
### 6.3 CONTINGÊNCIA DE ELEMENTOS DO SISTEMA

A perda de elementos é bastante comum em sistemas elétricos de potência e neste caso as instalações devem suportar os esforços impostos por estas contingências. Geralmente as análises envolvendo o dimensionamento de equipamentos e instalações destes sistemas consideram a perda apenas de um elemento do sistema, conhecida como contingência n-1. A fim de explorar a metodologia expedita proposta, foi considerado no sistema teste I a simulação da perda do transformador 500/138 kV TF-2 da subestação 138 kV João Câmara III – barra 2, ilustrada através da modelagem no nível de subestação na FIGURA 6.5. Nesta simulação foi realizada a abertura do disjuntor 183, desligando o circuito do TF-2, para em seguida processar da metodologia expedita proposta, com a variação de +/-30% nos valores das potências ativas das fontes de energia eólica e solar através da adoção da análise de sensibilidade qualitativa no

pós – processamento do FPO. Vale ressaltar que desligamento de circuitos para análise de fluxos de potência, bem como para análise das correntes é uma pratica bastante comum em ferramentas comerciais que envolvem esta análise. Quando se desliga um circuito não se elimina a sua impedância na matriz de impedâncias, porém impede que o fluxo de potência ou de corrente circule através deste circuito.

Com esta contingência, como era de se esperar, todas as potências injetadas pelos parques eólicos Cabeço Preto II, Baixa do Feijão, Brisa Potiguar, Bloco Sul e Campo dos Ventos da subestação são direcionadas ao sistema apenas para o transformador TF-1. A FIGURA 6.6 apresenta o comportamento das correntes através do disjuntor 181.

FIGURA 6.6 – CORRENTES DISJUNTOR 181 CONTINGÊNCIA TRANSFORMADOR TF-2



FONTE: O Autor (2019).

De acordo com a FIGURA 6.6 é possível observar que a contingência do transformador TF-2 eleva as correntes através do disjuntor 181 que conecta o transformador TF-1, porém não excedem o limite de 3150 A.

A TABELA 6.10 ilustra a validação das correntes através dos disjuntores da subestação 138 kV João Câmara III – barra 2, determinadas através da análise de sensibilidade qualitativa aplicada ao pós-processamento do FPO – DE, nos moldes das seções 4.5.1.

TABELA 6.10 – VALIDAÇÃO SISTEMA TESTE I – CONTINGÊNCIA TRANSFORMADOR

Sistema Teste I		Diferença percentual entre valores alcançados entre o processamento direto e pós processamento do FPO				
Influência	Grandezas Elétricas Monitoradas	acima de 1%	acima de 5%	acima de 10%	acima de 20 %	acima de 50 %
eólica e solar	Correntes através dos disjuntores	7%	2%	2%	1%	1%
eólica e solar	Potência Ativa - Geração	13%	4%	3%	3%	2%
eólica e solar	Magnitudes das Tensões	6%	1%	0%	0%	0%

FONTE: O Autor (2019).

As correntes através dos disjuntores, em função da variação das fontes de energia eólica e solar foram definidos nos instantes dos segundo estágio apresentados na TABELA 6.11, conforme técnica apresentada na seção 3.2.

TABELA 6.11 – TEMPOS COMPUTACIONAIS (SEGUNDOS) CONTINGÊNCIA TRANSFORMADOR

Hora	Primeiro Estágio	Segundo Estágio	Hora	Primeiro Estágio	Segundo Estágio	Hora	Primeiro Estágio	Segundo Estágio
0	72,9	0,9	8	51,1	1,3	16	45,1	0,9
1	51,2	1,0	9	68,8	1,1	17	45,5	1,0
2	38,9	1,0	10	50,4	1,0	18	58,8	1,0
3	42,0	1,0	11	48,6	1,0	19	37,8	1,0
4	37,4	0,9	12	38,6	1,1	20	39,0	1,0
5	46,3	0,9	13	53,5	0,9	21	38,4	1,0
6	78,1	1,1	14	52,3	1,0	22	38,1	0,9
7	44,6	0,9	15	68,2	1,0	23	53,6	1,1

FONTE: O Autor (2019).

Os balanços das potências ativas e reativas na barra 2 da subestação 138 kV João Câmara III, modelada no nível de subestação são satisfeitos conforme ilustrado na TABELA 6.12, para hora 12, considerando o incremento de 30% em relação aos valores médios das potências ativas das fontes de energias eólica e solar, quando da consideração da contingência do transformador TF-2.

TABELA 6.12 – BALANÇOS DE POTÊNCIAS ATIVAS E REATIVAS SE 138 KV JOÃO CÂMARA III

SE 138 kV João Câmara III – barra2							
Barra 5168 – Fluxo de Potência Ativa (pu)				Barra 300 – Fluxo de Potência Ativa (pu)			
Localização	entrando	saindo	Localização	entrando	saindo	Localização	
Disjuntor 185 →	0,4082	4,334	← Disjuntor	Disjuntor 186 →	1,3525	3,0535	← Interligador
Disjuntor 191 →	0,8723	-	-	Disjuntor 188 →	1,0511	-	-
Interligador →	3,0535	-	-	Disjuntor 192 →	0,65	-	-
<b>Total →</b>	<b>4,334</b>	<b>4,334</b>	<b>← Total</b>	<b>Total →</b>	<b>3,0536</b>	<b>3,0535</b>	<b>← Total</b>
Barra 5168 – Fluxo de Potência Reativa (pu)				Barra 300 – Fluxo de Potência Reativa (pu)			
Localização	entrando	saindo	Localização	entrando	saindo	Localização	
Disjuntor 181 →	0,265	0,0295	← Disjuntor	Disjuntor 188 →	0,0418	0,182	← Disjuntor
-		0,0606	← Disjuntor	Interligador →	0,175	0,0348	← Disjuntor
-		0,175	← Interligador	-	-	-	-
<b>Total →</b>	<b>0,265</b>	<b>0,2651</b>	<b>← Total</b>	<b>Total →</b>	<b>0,2168</b>	<b>0,2168</b>	<b>← Total</b>

FONTE: O Autor (2019).



Os resultados apresentados nas TABELAS 6.10, 6.11 e 6.12 comprovam que a metodologia expedita proposta apresenta de maneira rápida e com boa aceitação o efeito das fontes de energia eólica e solar nas correntes através de disjuntores de subestações modeladas no nível de subestação.

#### 6.4 ANÁLISE DAS CORRENTES DE CURTO - CIRCUITO

Expansões e alterações de topologia em sistemas elétricos de potência podem resultar também na superação de disjuntores por corrente de curto - circuito. As análises de corrente de curto - circuito através de disjuntores, geralmente consideram três pontos de aplicação de defeito para cada circuito: na barra, na extremidade oposta ao disjuntor analisado e próximo ao disjuntor analisado considerando o circuito desse disjuntor desligado (Baran e Duarte, 2010). Este último tipo de aplicação de defeito é também denominado *line out* e geralmente apresenta os maiores valores de correntes de curto - circuito no disjuntor analisado. A fim de explorar essa característica de superação foram analisadas essas correntes através dos disjuntores da barra 2 da subestação 138 kV João Câmara, na condição original e na condição de expansão, conforme seção 6.2.

A metodologia de análise consiste em duas etapas. A primeira etapa utiliza os resultados obtidos na ferramenta computacional Anafas, desenvolvida pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL do grupo Eletrobrás. O Anafas disponibiliza de forma automática os maiores valores de corrente de curto - circuito para cada circuito da barra em análise, conforme apresentado nas TABELAS 6.13 e 6.14, para o sistema original e com expansão dos parques eólicos, de acordo com as considerações da seção anterior.

TABELA 6.13 – CORRENTES CURTO - CIRCUITO DISJUNTORES SE 138 KV JOÃO CÂMARA III  
BARRA 2 - ORIGINAL

Nº Disjuntor	Descrição do Circuito	Capacidade Interrupção Simétrica CIS (kA)	Curto - Circuito Trifásico (kA)	Curto - Circuito Monofásico (kA)	Curto - Circuito Trifásico /CIS (kA)	Curto - Circuito Monofásico /CIS (kA)
181	Transformador 500/138 kV TF-1	25	17,7	18,6	71	74
183	Transformador 500/138 kV TF-2	25	17,7	18,6	71	74
185	Parque Eólico Cabeço Preto II	25	22,3	24,4	89	98
186	Parque Eólico Baixa do Feijão	25	21,6	23,9	86	96
188	Parque Eólico Brisa Potiguar	25	21,8	24,5	87	98
191	Parque Eólico Bloco Sul	25	21,8	24,6	87	98
192	Parque Eólico Campo dos Ventos	25	22,4	25	90	100

FONTE: O Autor (2019).

TABELA 6.14 – CORRENTES CURTO - CIRCUITO DISJUNTORES SE 138 KV JOÃO CÂMARA III  
BARRA 2 - EXPANSÃO

Nº Disjuntor	Descrição do Circuito	Capacidade Interrupção Simétrica CIS (kA)	Curto - Circuito Trifásico (kA)	Curto - Circuito Monofásico (kA)	Curto - Circuito Trifásico /CIS (kA)	Curto - Circuito Monofásico /CIS (kA)
181	Transformador 500/138 kV TF-1	25	23	22,9	92	92
183	Transformador 500/138 kV TF-2	25	23	22,9	92	92
185	Parque Eólico Cabeço Preto II	25	26,5	28	106	112
186	Parque Eólico Baixa do Feijão	25	25,9	27,6	104	110
188	Parque Eólico Brisa Potiguar	25	26	28	104	112
191	Parque Eólico Bloco Sul	25	25,9	28,3	104	113
192	Parque Eólico Campo dos Ventos	25	26,9	29,1	108	116

FONTE: O Autor (2019).

Os resultados apresentados nas TABELAS 6.13 e 6.14 foram alcançados na condição *line out*. Considerando que os disjuntores possuam capacidade de interrupção simétrica (CIS) de 25 kA, observa-se na condição original, conforme TABELA 6.13, que os disjuntores não apresentam superação por corrente de curto - circuito simétrica, embora o disjuntor que conecta o parque eólico Campo dos Ventos alcance o limite da capacidade de interrupção de corrente de curto - circuito simétrica. Conforme os critérios de superação de equipamentos de alta tensão estabelecidos pelo ONS, apresentados na FIGURA 2.8, a superação dos disjuntores não consiste apenas da avaliação da corrente de curto - circuito simétrica. Esta avaliação consiste também da avaliação da corrente de crista da corrente de curto - circuito, das tensões de restabelecimento transitória (TRT) e do fator de X/R. As avaliações envolvendo TRT são realizadas quando a corrente de curto - circuito passante pelos disjuntores atingir 85% da sua capacidade de interrupção simétrica. As avaliações envolvendo o fator X/R são realizadas quando a corrente de curto - circuito passante pelos disjuntores atingir 70% da sua capacidade de interrupção simétrica. Essa avaliações complementares estão fora do escopo deste trabalho de pesquisa.

Na condição de expansão dos parques eólicos, conforme TABELA 6.14 observa-se a superação por corrente de curto - circuito simétrica dos disjuntores da subestação em análise, com exceção dos disjuntores dos transformadores. Neste caso os disjuntores superados devem ser substituídos por equipamento com maior capacidade de interrupção de corrente de curto - circuito simétrica, que pode ser de 31,5 kA, 40 kA ou 50 kA. A escolha de disjuntores de 50 kA, resulta para a relação entre corrente de curto - circuito passante pelo disjuntor e a capacidade de interrupção simétrica valores inferiores a 70%, conforme apresentado na TABELA 6.15, evitando a realização de análises complementares de superação de disjuntores.

TABELA 6.15 – CORRENTES CURTO - CIRCUITO DISJUNTORES SE 138 KV JOÃO CÂMARA III  
BARRA 2 – EXPANSÃO – NOVO CIS

Nº Disjuntor	Descrição do Circuito	Capacidade Interrupção Simétrica CIS (kA)	Curto - Circuito Trifásico (kA)	Curto - Circuito Monofásico (kA)	Curto - Circuito Trifásico /CIS (kA)	Curto - Circuito Monofásico /CIS (kA)
181	Transformador 500/138 kV TF-1	50	23	22,9	46	46
183	Transformador 500/138 kV TF-2	50	23	22,9	46	46
185	Parque Eólico Cabeço Preto II	50	26,5	28	53	56
186	Parque Eólico Baixa do Feijão	50	25,9	27,6	52	55
188	Parque Eólico Brisa Potiguar	50	26	28	52	56
191	Parque Eólico Bloco Sul	50	25,9	28,3	52	57
192	Parque Eólico Campo dos Ventos	50	26,9	29,1	54	58

FONTE: O Autor (2019).

O Anafas utiliza a modelagem convencional barra ramo da rede elétrica e neste caso o disjuntor interligador não é representado. Para contornar essa condição os disjuntores interligadores seguem a especificação do disjuntor do circuito que apresentou maior valor de corrente de curto – circuito.

A segunda etapa da metodologia consiste em considerar a modelagem no nível de subestação na análise das correntes de curto – circuito, baseado no trabalho de Foletto, 2019. Com esta modelagem é possível avaliar os valores destas correntes também no disjuntor interligador, uma vez que se alteram em função da distribuição dos circuitos de arranjos de subestações com barra dupla, conforme mencionado na seção 6.2. Para avaliação das correntes de curto – circuito no disjuntor interligador foram utilizadas três configurações. A configuração original que esta ilustrada na FIGURA 6.5, a configuração distribuição, que considera a otimização da distribuição das potências dos circuitos nos barramentos da subestação, conforme TABELA 6.5, enquanto a configuração máxima considera a passagem do maior valor de corrente de curto – circuito no interligador, que acontece quando o circuito que apresenta os maiores valores desta corrente está isolado em uma barra e todos os demais circuitos da subestação estão em outra barra. Os resultados desta avaliação estão nas TABELAS 6.16 e 6.17 que consideram o sistema original e com expansão dos parques eólicos.

TABELA 6.16 – CORRENTES CURTO - CIRCUITO DISJUNTOR INTERLIGADOR – SE 138 KV JOÃO  
CÂMARA III BARRA 2 – SISTEMA ORIGINAL

Disjuntor Nº	Localização do Curto - Circuito	Configurações					
		Original (kA)		Distribuição (kA)		Máximo (kA)	
		trifásico	monofásico	trifásico	monofásico	trifásico	monofásico
181	Transformador 500/138 kV TF-1	4,5	4,1	14,2	15,5	17,7	18,6
183	Transformador 500/138 kV TF-2	4,5	4,1	13,9	14,8	17,6	18,6
185	Parque Eólico Cabeço Preto II	4,5	4,1	11,5	12,7	22,3	24,4
186	Parque Eólico Baixa do Feijão	19,0	21,7	11,9	13,3	21,6	23,9
188	Parque Eólico Brisa Potiguar	19,0	21,7	11,5	12,6	21,8	24,5
191	Parque Eólico Bloco Sul	4,5	4,2	11,9	13,2	21,8	24,6
192	Parque Eólico Campo dos Ventos	19,0	21,7	11,5	12,6	22,4	25,0
<b>Máxima corrente/CIS = 25 kA (%)</b>		<b>76</b>	<b>87</b>	<b>57</b>	<b>62</b>	<b>90</b>	<b>100</b>

FONTE: O Autor (2019).

TABELA 6.17 – CORRENTES CURTO - CIRCUITO DISJUNTOR INTERLIGADOR – SE 138 KV JOÃO  
CÂMARA III BARRA 2 – SISTEMA COM EXPANSÃO

Disjuntor Nº	Localização do Curto - Circuito	Configurações					
		Original (kA)		Distribuição (kA)		Máximo (kA)	
		trifásico	monofásico	trifásico	monofásico	trifásico	monofásico
181	Transformador 500/138 kV TF-1	7,5	6,5	17,3	18,1	23,0	22,9
183	Transformador 500/138 kV TF-2	7,5	6,5	16,1	16,7	23,0	22,9
185	Parque Eólico Cabeço Preto II	7,5	6,7	13,8	14,6	26,5	28,0
186	Parque Eólico Baixa do Feijão	21,3	23,8	14,9	15,9	25,9	27,6
188	Parque Eólico Brisa Potiguar	21,3	23,8	13,8	14,6	26,0	28,1
191	Parque Eólico Bloco Sul	7,5	6,7	14,9	15,9	25,9	28,3
192	Parque Eólico Campo dos Ventos	21,3	23,8	13,8	14,6	26,9	29,1
<b>Máxima corrente/CIS = 25 kA (%)</b>		<b>85</b>	<b>95</b>	<b>69</b>	<b>72</b>	<b>107</b>	<b>116</b>

FONTE: O Autor (2019).

Os valores apresentados nas TABELAS 6.15 e 6.16 foram obtidos durante simulações de falta *line out* em cada circuito da subestação em análise. Desses valores é possível observar que a superação do disjuntor interligador por corrente de curto – circuito simétrica acontece somente na condição de expansão dos parque eólicos e na configuração máximo, que é aquela que considera os maiores valores de corrente de curto – circuito passante por um circuito da subestação, passando pelo disjuntor interligador. Essa consideração é pertinente e bastante utilizada para o dimensionamento dos disjuntores interligadores, principalmente de novas subestações. Porém, para casos de expansão e redução de custos, as configurações original e distribuição podem ser utilizadas, evitando ou postergando a substituição do disjuntor interligador por um equipamento de maior capacidade de interrupção de corrente de curto – circuito simétrica.

## 7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho de pesquisa oferece aos analistas de sistemas de potência uma metodologia que permite avaliar de modo rápido, o comportamento horário das grandezas elétricas desses sistemas em função da intermitência das fontes de energias eólica e solar. Não é uma metodologia que envolve precisão de dados, mas sim uma metodologia que fornece respostas suficientes e rápidas à tomada de decisão por parte desses analistas, inclusive com a otimização dos custos de geração de energia elétrica. A metodologia proposta é original e adequada principalmente para análise de correntes através de disjuntores, tema que tem atraído a atenção de analistas de várias partes do mundo, devido à necessidade de expansões e mudanças de topologia em redes elétricas. As variações na potência injetada por essas fontes de energia podem aumentar o valor das correntes de regime contínuo e de curto - circuito através dos disjuntores, resultando em um alerta aos analistas sobre a necessidade de substituição por equipamentos com maior valor nominal de corrente.

A metodologia permite também a avaliação do impacto da variação das fontes de energias eólica e solar na reserva de energia do sistema e nas magnitudes das tensões nodais, a fim de cumprir com os limites impostos pelas autoridades reguladoras.

A reserva de energia é uma análise de extrema importância para sistemas elétricos de potência, pois o contingenciamento dos ventos ou até mesmo a perda de parques eólicos ou fotovoltaicos por intempéries climáticas, deve garantir que o sistema em análise está apto a fornecer energia elétrica aos consumidores, evitando possíveis cortes de carga.

As magnitudes das tensões nodais sob o impacto das fontes de energias eólica e solar, devem cumprir com os limites impostos pelas autoridades reguladoras, assegurando que os níveis de tensão impostos às instalações da rede elétrica não prejudiquem o isolamento dos componentes desta rede. Caso não seja possível cumprir com os limites pré-estabelecidos, fato que não ocorreu nos resultados apresentados neste trabalho, pode-se sugerir a utilização de dispositivos de controle de tensão.

Cabe ressaltar na metodologia expedita proposta, o ganho com o tempo computacional e o processamento de informações para cada hora do dia. Com a metodologia proposta, os analistas de sistemas de potência podem executar o primeiro estágio que demanda maior tempo computacional uma única vez, e trabalhar com mais frequência no segundo estágio. O primeiro estágio envolve o fluxo de potência ótimo determinístico estendido na determinação dos valores determinísticos das grandezas elétricas. No segundo estágio, são determinadas as incertezas das

grandezas elétricas do sistema sob análise, em função das incertezas das fontes de energias eólica e solar. O segundo estágio fornece respostas rápidas e autênticas para uma análise geral das grandezas elétricas do sistema em função da variação dessas fontes de energia.

No que diz respeito ao processamento de dados para cada hora do dia, a metodologia expedita proposta vai de encontro com o preconizado pelo Plano Decenal de Energia, de que os modelos computacionais em base mensal não vêm se mostrando mais suficientes para a correta simulação dos estudos de planejamento e operação, principalmente devido à forte penetração das fontes não controláveis, como solar e eólica.

Na investigação da literatura não foi encontrado um fluxo de potência ótimo que processe simultaneamente o comportamento de fontes alternativas de energia, através de declarações linguísticas e a modelagem na rede no nível de subestação, garantindo a originalidade da metodologia expedita proposta.

Para trabalhos futuros, vislumbra-se a implementação de rotina para cálculo das corrente de curto – circuito, através dos disjuntores, nos dois estágios da metodologia proposta. Vislumbra-se também a possibilidade de avaliação, em função da variação das fontes de energias eólica e solar, da superação de disjuntores por correntes de curto – circuito assimétricas, tensão transitória de restabelecimento e fator  $X/R$ , conforme diretrizes de superação de equipamentos da alta tensão do Operador Nacional do Sistema.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABDUL-RAHMAN, K. H.; SHAHIDEHPOUR, S. M. A Fuzzy – Based Optimal Reactive Power Control. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 2, p. 662 – 670, 1993.
- ABDUL-RAHMAN, K. H.; SHAHIDEHPOUR, S. M. Application of Fuzzy Sets to Optimal Reactive Power Planning with Security Constraints. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 2, p. 589 – 597, 1994.
- ABDUL-RAHMAN, K. H.; SHAHIDEHPOUR, S. M. Optimal Reactive Power Dispatch with Fuzzy Variables. In: IEEE INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON CIRCUITS AND SYSTEMS, v. 4, Chicago, 1993, p. 2188 – 2191.
- ABDUL-RAHMAN, K. H.; SHAHIDEHPOUR, S. M. Static Security in Power System Operation with Fuzzy Real Load Conditions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 10, n. 1, p. 77 – 87, 1995.
- AL ABRI, R. S.; EL-SAADANY, E. F.; ATWA, Y. M. Optimal Placement and Sizing Method to Improve the Voltage Stability Margin in a Distribution System Using Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 1, p. 326 – 334, 2013.
- ALQURASHI, A.; ETEMADI, A. H.; KHODAEI, A. Treatment of uncertainty for next generation power systems: State-of-the-art in stochastic optimization. **Electric Power Systems Research**, v. 141, p. 233 – 245, 2016.
- AMAN, M. M.; JASMON, G. B.; BAKAR, A. H. A.; MOKHLIS, H. Optimum network reconfiguration based on maximization of system loadability using continuation power flow theorem. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 54, p. 123 – 133, 2014.
- AN, K.; SONG, K.B.; HUR, K. Incorporating Charging/Discharging Strategy of Electric Vehicles into Security-Constrained Optimal Power Flow to Support High Renewable Penetration. **Energies**, v. 10, p. 729, 2017.
- ARNEJA, I. S.; VENKATESH, B. Probabilistic OPF Using Linear Fuzzy Relation. In: INTERNATIONAL POWER & ENERGY CONFERENCE (IPEC), 10th, Vietnam, 2012, p. 601-605.
- ASSIS, T.M.L.; FALCÃO, D.M.; TARANTO, G.N. Dynamic Transmission Capability Calculation Using Integrated Analysis Tools and Intelligent Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 1760 – 1770, 2007.
- ATWA, Y. M.; EL-SAADANY, E. F. Optimal Allocation of ESS in Distribution Systems with a High Penetration of Wind Energy. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 4, p. 1815 – 1822, 2010.
- BACHER, R.; GLAVITSCH, H. Loss Reduction by Network Switching. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 447 – 454, 1988.



BAI, W.; LEE, D.; LEE, K.Y. Stochastic Dynamic AC Optimal Power Flow Based on a Multivariate Short-Term Wind Power Scenario Forecasting Model. **Energies**, v. 10, p. 2138, 2017.

BARAN JR, A. R.; DUARTE, I. S. **Alocação de Limitadores de Corrente de Curto – Circuito via Algoritmos Genéticos**. Trabalho de Conclusão de Curso - Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2010.

BISWAS, P. P.; SUGANTHAN, P. N.; AMARATUNGA, G. A. J. Optimal power flow solutions incorporating stochastic wind and solar power. **Energy Conversion and Management**, v. 148, p. 1194 – 1207, 2017.

BORGES, T. T.; CARNEIRO JR, S.; GARCIA, P. A. N.; PEREIRA, J. L.R. A new OPF based distribution system restoration method. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 80, p. 297 – 305, 2016.

BROADWATER, R. P.; DOLLOFF, P. A.; HERDMAN, T. L.; KARAMIKHOVA, R.; SARGENT, A. F. Minimum loss optimization in distribution systems: discrete ascent optimal programming. **Electric Power Systems Research**, v. 36, p. 113 – 121, 1996.

BUKSHSH, W.A.; ZHANG, C.; PINSON, P. An Integrated Multiperiod OPF Model with Demand Response and Renewable Generation Uncertainty. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 7, n. 3, p. 1495 – 1503, 2016.

CAO, J.; DU, W.; WANG, H. F. Weather-Based Optimal Power Flow with Wind Farms Integration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 4, p. 3073 – 3081, 2016.

CAPITANESCU, F.; OCHOA, L. F.; MARGOSSIAN, H; HATZIARGYRIOU, N. D. Assessing the Potential of Network Reconfiguration to Improve Distributed Generation Hosting Capacity in Active Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 1, p. 346 – 356, 2015.

CARPENTIER, J.L. Contribution à l'Étude du Dispatching Économique. **Bulletin de la Société Française des Electriciens**, v.3, p. 431-447, 1962.

CARPENTIER, J.L.; COTTO, G.; NEIDERLANDER, P.L. New Concepts for Automatic Generation Control in Electric Power Systems Using Parametric Quadratic Programming. In: PROCEEDINGS OF THE IFAC SYMPOSIUM ON REAL TIME DIGITAL CONTROL APPLICATIONS, 1983, Guadalajara, México, p. 595-600.

CARVALHO, R.J. **O Fluxo de Potência Ótimo: Algoritmos de Pontos Interiores, Abordagem Multi-Objetivo e Aplicação de Transformações Ortogonais**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

CHAYAKULKHEEREE, K. Probabilistic Optimal Power Flow: An Alternative Solution for Emerging High Uncertain Power Systems. In: INTERNATIONAL ELECTRICAL ENGINEERING CONGRESS, 2014.

CHEN, S.; HU, W.; SU, C.; ZHANG, X.; CHEN, Z. Optimal reactive power and voltage control in distribution networks with distributed generators by fuzzy adaptive hybrid particle swarm



optimization method. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 9, n.11, p. 1096-1103, 2015.

CHEN, Y. L.; LIU, C. C. Interactive fuzzy satisfying method for optimal multi- objective VAR planning in power systems. **IEE Proceedings Generation Transmission and Distribution**, v. 141, n. 6, p. 554 – 560, 1994.

CONG, P.; TANG, W.; ZHANG, L.; ZHANG, B.; CAI, Y. Day-Ahead Active Power Scheduling in Active Distribution Network Considering Renewable Energy Generation Forecast Errors. **Energies**, v.10, p.1291, 2017.

DALL'ANESE, E.; DHOPLE, S. V.; GIANNAKIS, G. B. Photovoltaic Inverter Controllers Seeking AC Optimal Power Flow Solutions. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 4, p. 2809 – 2823, 2016.

DEESE, A. S. Comparative study of accuracy and computation time for optimal network reconfiguration techniques via simulation. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 63, p. 394 – 400, 2014.

DENG, X.; HE, J.; ZHANG, P. A Novel Probabilistic Optimal Power Flow Method to Handle Large Fluctuations of Stochastic Variables. **Energies**, v. 10, p. 1623, 2017.

DERAKHSHANDEH, S. Y; MASOUM, A. S.; DEILAMI, S.; MASOUM, M. A. S.; GOLSHAN, M. E. Coordination of Generation Scheduling with PEVs Charging in Industrial Microgrids. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 3451-3461, 2013.

DING, T.; LIU, S.; YUAN, W.; BIE, Z.; ZENG, B. A Two-Stage Robust Reactive Power Optimization Considering Uncertain Wind Power Integration in Active Distribution Networks. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 7, n. 1, p. 301 – 311, 2016.

DOROSTKAR-GHAMSARI, M. R.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; LEHTONEN, M.; SAFDARIAN, A.; HOSHYARZADE, A. S. Stochastic Operation Framework for Distribution Networks Hosting High Wind Penetrations. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 10, n. 1, p. 344 – 354, 2019.

EDWIN LIU, W. H.; GUAN, X. Fuzzy Constraint Enforcement and Control Action Curtailment in an Optimal Power Flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 2, p. 639 – 645, 1996.

FAN, M.; VITTAL, V.; HEYDT, G. T.; AYYANAR, R. Probabilistic Power Flow Analysis with Generation Dispatch Including Photovoltaic Resources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1797 – 1805, 2013.

FIACCO, A.V.; McCORMICK, G.P. Nonlinear Programming: Sequential Unconstrained Minimization Techniques. **JOHN WILEY & SONS**, 1968.

FISHER, E. B.; O'NEILL, R. P.; FERRIS, M. C. Optimal Transmission Switching. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 3, p. 1346 – 1355, 2008.

FOLETTTO, T. P. **Metodologia em dois Estágios para Cálculo de Fluxo de Potência em Redes Modeladas no Nível de Subestação**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

FULLER, D. F.; RAMASRA, R.; CHA, A. Fast Heuristics for Transmission-Line Switching. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 3, p. 1377 – 1386, 2012.

GABASH, A.; LI, P. Active-Reactive Optimal Power Flow in Distribution Networks with Embedded Generation and Battery Storage. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 2026 – 2035, 2012.

GABASH, A.; LI, P. On Variable Reverse Power Flow-Part I: Active-Reactive Optimal Power Flow with Reactive Power of Wind Stations. **Energies**, v.9, p.121, 2016.

GHOFRANI, M.; ARABALI, A.; ETEZADI-AMOLI M.; FADALI, M. S. Energy Storage Application for Performance Enhancement of Wind Integration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 4803 – 4811, 2013.

GOMES, F. V.; CARNEIRO, S.; PEREIRA, J. L. R.; VINAGRE, M. P.; GARCIA, P. A. N.; ARAÚJO, L. R. A New Distribution System Reconfiguration Approach Using Optimum Power Flow and Sensitivity Analysis for Loss Reduction. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 4, p. 1616 – 1623, 2006.

GRANVILLE, S. Optimal Reactive Dispatch through Interior Point Methods. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, p. 136–146, 1994.

GRIS, B. R.; ALMEIDA, K. C. Modelo de Fluxo de Potência Ótimo Incorporando Geração Eólica. In: XX CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, Belo Horizonte, 2014, p. 2113-2110.

HAMON, C.; PERNINGE, M.; SODER, L. A computational framework for risk-based power systems operations under uncertainty. Part I: Theory. **Electric Power Systems Research**, v. 119, p. 45 – 53, 2015.

HE, X.; WANG, W.; JIANG, J.; XU, L. An Improved Artificial Bee Colony Algorithm and Its Application to Multi-Objective Optimal Power Flow. **Energies**, v. 8, p. 2412-2437, 2015.

HEDMAN, K. W.; FERRIS, M. C.; O'NEILL, R. P.; FISHER, E. B.; OREN, S. S. Co-Optimization of Generation Unit Commitment and Transmission Switching With N-1 Reliability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 2, p. 1052 – 1063, 2010.

HMIDA, J.B.; MORSHED, M.J.; LEE, J.; CHAMBERS, T. Hybrid Imperialist Competitive and Grey Wolf Algorithm to Solve Multiobjective Optimal Power Flow with Wind and Solar Units. **Energies**, v. 11, p. 2891, 2018.

HSIAO, Y. T.; CHIEN, Y. Enhancement of Restoration Service in Distribution Systems Using a Combination Fuzzy–GA Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 4, p. 1394 – 1400, 2000.

HU, Y.; BIE, Z.; LIN, Y.; NING, G.; CHEN, M.; GAO, Y. Multiobjective Transmission Network Planning considering the Uncertainty and Correlation of Wind Power. **Journal of Applied Mathematics**, v. 2014.

HUAN, K. Y.; HUAN, Y. C. Integrating Direct Load Control with Interruptible Load Management to Provide Instantaneous Reserves for Ancillary Services. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1626 – 1634, 2004.

HUANG, S.; DINAVAH, V. Fast Batched Solution for Real-Time Optimal Power Flow with Penetration of Renewable Energy. **IEEE Access**, v. 6, p. 13898 - 13910, 2018.

HUNEAULT, M.; GALIANA, F. D. A Survey of the Optimal Power Flow Literature. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 2, p. 762 – 770, 1991.

HWANG, P.I.; MOON, S.; AHN, S.J. A Conservation Voltage Reduction Scheme for a Distribution Systems with Intermittent Distributed Generators. **Energies**, v. 9, p. 666, 2016.

JABR, R. Adjustable Robust OPF with Renewable Energy Sources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 4742 - 4751, 2013.

JABR, R. A.; SINGH, R.; PAL, B. C. Minimum Loss Network Reconfiguration Using Mixed-Integer Convex Programming. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 2, p. 1106 – 1115, 2012.

JABR, R. A.; KARAKI, S.; KORBANE, J. A. Robust Multi-Period OPF With Storage and Renewables. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 5, p. 2790 – 2799, 2015.

JIANG, J.; HAN, X.; WANG, J.; ZHU, X.; SUN, D.; MA, Y. Optimal Power Flow with Transmission Switching for Power System with Wind/Photovoltaic Generation. In: CHINESE AUTOMATION CONGRESS, Jinan, 2017, p. 5802-5806.

KAPETANAKI, A.; LEVI, V.; MUHARI, M.; SCHACHTER, J. A. Maximization of Wind Energy Utilization Through Corrective Scheduling and FACTS Deployment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 6, p. 4764 – 4773, 2017.

KARMAKAR, N. A New Polynomial Time Algorithm for Linear Programming. In: COMBINATORIA 4, 1984, p.373-395.

KAYAL, P.; SHANDA, C. K. Strategic approach for reinforcement of intermittent renewable energy sources and capacitor bank for sustainable electric power distribution system. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 83, p. 335 – 351, 2016.

KEANE, A.; OCHOA, L. F.; BORGES, C. L. T.; AULT, G. W.; ALARCON-RODRIGUEZ, A. D.; CURRIE, R. A. F.; PILO, F.; DENT, C.; HARRISON, G. P. State-of-the-Art Techniques and Challenges Ahead for Distributed Generation Planning and Optimization. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 2, p. 1493 – 1502, 2013.

KHALED, U.; ELTAMALY, A.M.; BEROUAL, A. Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization of Renewable Hybrid Distributed Generation. **Energies**, v.10, p.1013, 2017.

KHANABADI, M.; GHASEMI, H.; DOOSTIZADEH, M. Optimal Transmission Switching Considering Voltage Security and N-1 Contingency Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 1, p. 542 – 550, 2013.

KHODAEI, A.; SHAHIDEHPOUR, M.; KAMALINIA, S. Transmission Switching in Expansion Planning. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 3, p. 1722 – 1733, 2010.  
KHODAEI, A.; SHAHIDEHPOUR, M. Transmission Switching in Security-Constrained Unit Commitment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 4, p. 1937 – 1945, 2010.

KIM, S.J.; GIANNAKIS, G.B.; LEE, K.Y. Online Optimal Power Flow with Renewables. In: ASILOMAR CONFERENCE ON SIGNALS, SYSTEMS AND COMPUTERS, 48th, California, 2014, p. 355-360.

KIM, H. Y.; KIM, M.K.; KIM, S. Multi-Objective Scheduling Optimization Based on a Modified Non- Dominated Sorting Genetic Algorithm-II in Voltage Source Converter□Multi-Terminal High Voltage DC Grid-Connected Offshore Wind Farms with Battery Energy Storage Systems. **Energies**, v.10, p.986, 2017.

KUMAR, S.; CHATURVEDI, D. K. Optimal power flow solution using fuzzy evolutionary and swarm optimization. **International Journal of Electrical Power and Energy System**, v. 47, p. 416 – 423, 2013.

LAMI, B.; BHATTACHARYA, K. Clustering Technique Applied to Nodal Reliability Indices for Optimal Planning of Energy Resources. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 6, p. 4679 – 4690, 2016.

LEDESMA, P.; ARREDONDO, F.; CASTRONUOVO, E. Optimal Curtailment of Non-Synchronous Renewable Generation on the Island of Tenerife Considering Steady State and Transient Stability Constraints. **Energies**, v. 10, p. 1926, 2017.

LEVRON, Y.; GUERRERO, J. M.; BECK, Y. Optimal Power Flow in Microgrids with Energy Storage. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 3226 – 3234, 2013.

LI, G.; ZHANG, X. P. Stochastic Optimal Power Flow approach considering Correlated Probabilistic Load and Wind Farm Generation. In: IET CONFERENCE ON RELIABILITY OF TRANSMISSION AND DISTRIBUTION NETWORKS, Londres, 2011, p.1-7.

LI, Q.; VITTAL, V. Non-Iterative Enhanced SDP Relaxations for Optimal Scheduling of Distributed Energy Storage in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 3, p. 1721 – 1732, 2017.

LIANG, J.; MOLINA, D. D.; VENAYAGAMOORTHY, G. K.; HARLEY, R. G. Two-Level Dynamic Stochastic Optimal Power Flow Control for Power Systems with Intermittent Renewable Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 3, p. 2670 – 2678, 2013.

LIANG, J.; VENAYAGAMOORTHY, G.; HARLEY, R. Wide-Area Measurement Based Dynamic Stochastic Optimal Power Flow Control for Smart Grids with High Variability and Uncertainty. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 1, p. 59 – 69, 2012.

LIANG, R. H.; CHEN, Y. K.; CHEN, Y. T. Volt/Var control in a distribution system by a fuzzy optimization approach. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 33, p. 278 – 287, 2011.

LIN, S.Y.; LIN, A.C. Risk-Limiting Scheduling of Optimal Non- Renewable Power Generation for Systems with Uncertain Power Generation and Load Demand. **Energies**, v. 9, p. 868, 2016.

LIU, Y.; QU, Z.; XIN, H.; GAN, D. Distributed Real-Time Optimal Power Flow Control in Smart Grid. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 5, p. 3403 – 3414, 2017.

LOURENÇO, E.M.; SIMÕES COSTA, A.; RIBEIRO, R. Steady-State Solution for Power Networks Modeled at Bus Section Level. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, p. 10–20, 2010.

LU, F. C.; HSU, Y. Y. Fuzzy Dynamic Programming Approach to Reactive Power/Voltage Control in a Distribution Substation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 2, p. 681 – 688, 1997.

LUBIN, M.; DVORKIN, Y.; BACKHAUS, S. A Robust Approach to Chance Constrained Optimal Power Flow with Renewable Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 5, p. 3840 – 3849, 2016.

LYU, J.K.; HEO, J.H.; PARK, J.K.; KANG, Y.C. Probabilistic Approach to Optimizing Active and Reactive Power Flow in Wind Farms Considering Wake Effects. **Energies**, v. 6, p. 5717-5737, 2013.

MAHDAD, D.; SRAIRI, K.; BOUKTIR, T. Optimal power flow for large-scale power system with shunt FACTS using efficient parallel GA. **International Journal of Electrical Power and Energy System**, v. 32, p. 507 – 517, 2010.

MATOS, M.; GOUVEIA E. M. The Fuzzy Power Flow Revisited. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 23, n. 1, p. 213 – 218, 2008.

MÉGEL, O.; MATHIEU, J. L.; ANDERSSON, G. Hybrid Stochastic-Deterministic Multiperiod DC Optimal Power Flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 5, p. 690 – 695, 2017.

MENA, A. J. G.; GARCIA, J. A. M. An efficient heuristic algorithm for reconfiguration based on branch power flows direction. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 41, p. 71 – 75, 2012.

MILANO, F. On the Modelling of Zero Impedance Branches for Power Flow Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 31, n. 4, p. 3334 – 3335, 2016.

MIRANDA, V. Successful Large-scale Renewables Integration in Portugal: Technology and Intelligent Tools. **CSEE Journal of Power and Energy Systems**, v. 3, n. 1, p. 7 – 16, 2017.

MIRANDA, V.; SARAIVA, J.P. Fuzzy Modeling of Power System Optimal Load Flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 2, p. 843 - 849, 1992.

MOHAGHEGHI, E.; ALRAMLAWI, M.; GABASH, A.; LI, P. A Survey of Real-Time Optimal Power Flow. **Energies**, v. 11, p. 3142, 2018.

MOHAGHEGHI, E.; GABASH, A.; LI, P. A Framework for Real-Time Optimal Power Flow under Wind Energy Penetration. **Energies**, v. 10, p. 535, 2017.

MOHAGHEGHI, E.; GABASH, A.; LI, P. A Study of Uncertain Wind Power in Active-Reactive Optimal Power Flow. In: IEEE POWER AND ENERGY STUDENT SUMMIT, Dortmund, 2015.

MOHAGHEGHI, E.; GABASH, A.; LI, P. Real-Time Optimal Power Flow under Wind Energy Penetration-Part I: Approach. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENVIRONMENT AND ELECTRICAL ENGINEERING, 16th, Florença, 2016, p. 1-6.

MOHAPATRA, A.; BIJW, P. R. E.; PANIGRAHI, B. K. Optimal Power Flow with Multiple Data Uncertainties. **Electric Power Systems Research**, v. 95, p. 160 – 167, 2013.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. Modeling Zero Impedance Branches in Power System State Estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, p. 1561–1570, 1991.

NAKAYAMA, K.; ZHAO, C.; BIC, L. F.; DILLEN COURT, M.B.; BROUWER, J. Distributed Real-Time Power Flow Control with Renewable Integration. In: IEEE INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART GRID COMMUNICATIONS, Vancouver, 2013, p. 516 - 521.

OCHOA, L. F.; HARRISON, G. P. Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 1, p. 198 - 205, 2011.

ONS - Operador Nacional do Sistema. Critérios para Análise de Superação de Equipamentos e Instalações de Alta Tensão. Disponível em:

<[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Criterios\\_Superacao\\_Equipamentos\\_AltaTensao.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Criterios_Superacao_Equipamentos_AltaTensao.pdf)>.

PANDIARAJAN, K.; BABULAL, C. K. Static security enhancement using fuzzy particle swarm optimization. **The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering**, v. 35, p. 172-186, 2016.

PATRA, S.; GOSWAMI, S. K. Handling inequalities and discrete variables in newton optimal power flow using optimal multiplier and fuzzy based limit enforcement and relaxation technique. **International Journal of Electrical Power and Energy System**, v. 42, p. 359 – 366, 2012.

Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE, Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Disponível em:

<<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>>.

PENG, Q.; TANG, Y.; LOW, S. H. Feeder Reconfiguration in Distribution Networks Based on Convex Relaxation of OPF. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 4, p. 1793 – 1804, 2015.



POYRAZOGLU, G.; OH, H. Optimal Topology Control with Physical Power Flow Constraints and N-1 Contingency Criterion. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 6, p. 3334 – 3335, 2015.

QUEVEDO, P.M.; CONTRERAS, J. Optimal Placement of Energy Storage and Wind Power under Uncertainty. **Energies**, v. 9, p. 528, 2016.

RAMESH, V. C.; LI, X. A Fuzzy Multiobjective approach to Contingency Constrained OPF. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 12, n. 3, p. 1348 – 1354, 1997.

REN, Z.; YAN, W.; DING, C.; YU, J.; ZHAO, X. Probabilistic Optimal Power Flow Analysis of Virtual Power Plant Containing Photovoltaic Generation. In: IEEE PES ASIA – PACIFIC POWER AND ENERGY ENGINEERING CONFERENCE, Hong Kong, 2014, p. 1-5.

RIFFONNEAU, Y.; BACHA, S.; BARRUEAL, F.; PLOIX, S. Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems with Batteries. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 3, p. 309 – 320, 2011.

ROALD, L.; MISRA, S.; KRAUSE, T.; ANDERSSON, G. Corrective Control to Handle Forecast Uncertainty: A Chance Constrained Optimal Power Flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n.2, p. 1626 – 1637, 2017.

ROSAS, G.B. **Modelagem de Redes no Nível de Subestação para Estudos de Fluxo de Potência Ótimo**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2008.

ROSAS, G. B.; LOURENÇO, E.M.; FERNANDES, T.S.P. Network Model at Substation Level for Optimal Power Flow Studies. **Controle & Automação**, v. 23, p. 766–781, 2012.

SARAIVA, J. T.; MIRANDA, V.; PINTO, L. M. V. G. Generation/Transmission Power System Reliability Evaluation by Monte Carlo Simulation Assuming a Fuzzy Load Description. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 11, n. 2, p. 690 – 695, 1996.

SARAIVA, J. T.; MIRANDA, V.; PINTO, L. M. V. G. Impact on Some Planning Decisions from a Fuzzy Modelling of Power Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 9, n. 2, p. 819 – 825, 1994.

SCHNYDER, G.; GLAVITSCH, H. Integrated Security Control using an Optimal Power Flow and Switching Concepts. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 3, n. 2, p. 782 – 790, 1988.

SCHNYDER, G.; GLAVITSCH, H. Security Enhancement using an Optimal Switching Power Flow. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 2, p. 674 – 681, 1990.

SHARGH, S.; KHORSHID GHAZANI, B.; MOHAMMADI - IVATLOO, B.; SEYEDI, H.; ABAPOUR, M. Probabilistic multi-objective optimal power flow considering correlated wind power and load uncertainties. **Renewable Energy – An International Journal**, v. 94, p. 10 – 21, 2016.

SHARMA, I.; BOZCHALUI, M. C.; SHARMA, R. Analysis of unbalanced distribution systems with solar PV penetration. In: IEEE POWER & ENERGY SOCIETY GENERAL MEETING, Vancouver, 2013, p.1-5.

SIANO, P.; MOKRYANI, G. Probabilistic Assessment of the Impact of Wind Energy Integration into Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 4209 – 4217, 2013.

SIVASUBRAMANI, S.; SWARUP, K.S. Multi-objective harmony search algorithm for optimal power flow problem. **International Journal of Electrical Power and Energy System**, v. 33, p. 745 – 752, 2011.

STOCK, D.S.; SALA, F.; BERIZZI, A.; HOFMANN, L. Optimal Control of Wind Farms for Coordinated TSO-DSO Reactive Power Management. **Energies**, v.11, p.173, 2018.

SU, W.; WANG, J.; ROH, J. Stochastic Energy Scheduling in Microgrids With Intermittent Renewable Energy Resources. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1876 – 1883, 2014.

SUN, D.; LIU, X.; WANG, Y.; YANG, B.; YANG, J. Robust Optimal Power Flow with Transmission Switching. In: IECON 2017 - ANNUAL CONFERENCE OF THE IEEE INDUSTRIAL ELECTRONICS SOCIETY, 43rd, Beijing, 2017, p. 416 – 421.

TOMSOVIC, K. A Fuzzy Linear Programming Approach to the Reactive Power Voltage Control Problem. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 7, n. 1, p. 287 – 293, 1992.

VASQUEZ, L.O.P.; MENESES, C.A.C.; MARTÍNEZ, A.P.; REDONDO, J. L.; GARCÍA, M. P.; HERVÁS, J.D.A. Optimal Energy Management within a Microgrid: A Comparative Study. **Energies**, v.11, p.2167, 2018.

VENKATESH, B.; RANJAN, R.; GOOI, G. B. Optimal Reconfiguration of Radial Distribution Systems to Maximize Loadability. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 1, p. 260 – 266, 2004.

VENKATESH, B.; SADASIVAM, G.; ABDULLAH KAHN, M. An efficient multi-objective fuzzy logic based successive LP method for optimal reactive power planning. **Electric Power Systems Research**, v. 59, p. 89 – 102, 2001.

VENKATESH, B.; SADASIVAM, G.; ABDULLAH KHAN, M. A New Optimal Reactive Power Scheduling Method for Loss Minimization and Voltage Stability Margin Maximization Using Successive Multi-Objective Fuzzy LP Technique. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n.2, p. 844 – 851, 2000.

VENKATESH, B.; SADASIVAM, G.; ABDULLAH KAHN, M. Fuzzy Logic Based Successive LP Method for Reactive Power Optimization. **Electric Machines and Power Systems**, v. 27, p. 1141 – 1160, 1999.

VLAISAVLJEVIC, D.; DJUKANOVIC, M. B.; SOBAJIC, D. J.; BABIC, B. S. Fuzzy Linear Programming Based Optimal Power System Rescheduling Including Preventive Redispatch. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 14, n. 2, p. 525 – 531, 1999.



XIE, W.; AHMED, S. Distributionally Robust Chance Constrained Optimal Power Flow with Renewables: A Conic Reformulation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 33, n. 2, p. 1860 – 1867, 2018.

WAFAA, M. B.; ADESSAINT, L. Multi-objective stochastic optimal power flow considering voltage stability and demand response with significant wind penetration. **IET Generation, Transmission and Distribution**, v. 11, n. 14, p. 3499-3509, 2017.

WARID, W.; HIZAM, H.; MARIUM, N.; WAHAB, N. I. A. An Efficacious Multi-Objective Fuzzy Linear Programming Approach for Optimal Power Flow Considering Distributed Generation. **Plos One Journal**, 2016.

WARID, W.; HIZAM, H.; MARIUN, N.; ADDUL-WAHAD, N.I. Optimal Power Flow Using the Jaya Algorithm. **Energies**, v. 9, p. 678, 2016.

WIENHOLT, L.; MÜLLER, U.P.; BARTELS, J. Optimal Sizing and Spatial Allocation of Storage Units in a High-Resolution Power System Model. **Energies**, v.11, p.3365, 2018.

WU, Y. Fuzzy Second Correction on Complementarity Condition for Optimal Power Flows. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 16, n. 3, p. 360 – 366, 2001.

YE, C.; HUANG, M. Multi-Objective Optimal Power Flow Considering Transient Stability Based on Parallel NSGA-II. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 2, p. 857 – 866, 2015.

YU, H.; ROSEHART, W. D. An Optimal Power Flow Algorithm to Achieve Robust Operation Considering Load and Renewable Generation Uncertainties. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 27, n. 4, p. 1808-1819, 2012.

ZADEH, L.A. Fuzzy Sets. **Information and Control**, n. 8, 1965, p. 338-353.

ZHANG, W.; LI, F.; TOLBERT, L. M. Review of Reactive Power Planning: Objectives, Constraints, and Algorithms. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 2177 – 2186, 2007.

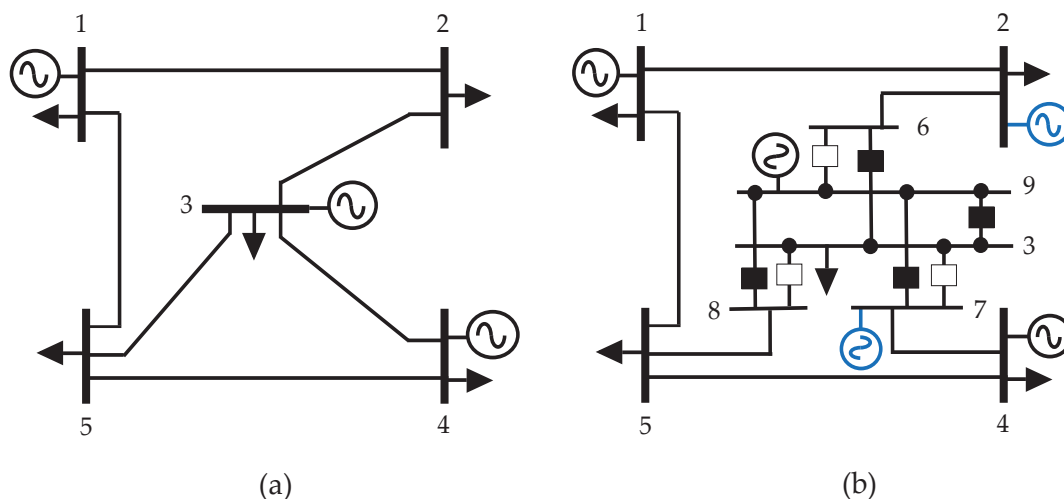
ZHANG, Y.; SHEN, S.; MATHIEU, J. L. Distributionally Robust Chance-Constrained Optimal Power Flow with Uncertain Renewables and Uncertain Reserves Provided by Loads. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 32, n. 2, p. 1378 – 1388, 2017.

ZHOU, H.; WU, H.; YE, C.; XIAO, S.; ZHANG, J.; HE, X.; WANG, B. Integration Capability Evaluation of Wind and Photovoltaic Generation in Power Systems Based on Temporal and Spatial Correlations. **Energies**, v.12, p.171, 2016.

## APÊNDICE 1 – EXEMPLO DIDÁTICO

A fim de demonstrar o desempenho da metodologia expedita proposta, a FIGURA 1.A ilustra um exemplo didático, que contempla um sistema original de 5 barras que passou a contar com 9 barras, em função da modelagem no nível de subestação.

FIGURA 1.A – SISTEMA TESTE DIDÁTICO



FONTE: O Autor (2019).

As TABELAS 1.A e 1.B apresentam os dados das barras e dos ramos do sistema teste didático, respectivamente.

TABELA 1.A – DADOS DAS BARRAS

barra	$P_{g_{min}}(pu)$	$P_{g_{max}}(pu)$	$Q_{g_{min}}(pu)$	$Q_{g_{max}}(pu)$	$P_d(pu)$
1	0	1,5	-1,0	1,0	0,5
2	0	0	0	0	0,6
3	0	0	0	0	0,5
4	0	1,5	-1,0	1,0	0,5
5	0	0	0	0	0,7
6	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0
9	0	1,5	-1,0	1,0	0

FONTE: O Autor (2019).

Para o sistema ilustrado na FIGURA 1.A (b) foi considerada na barra 2 um fonte fotovoltaica com valor médio de 10% da carga desta barra (0,06 pu) e na barra 7 uma fonte eólica com valor médio de 0,5 pu.

TABELA 1.B – DADOS DOS RAMOS

ramo	de	para	tipo de ramo	R (pu)	X (pu)	Bsh (pu)
1	1	2	convencional	0,0420	0,1680	0,0300
2	2	6	convencional	0,0310	0,1260	0,0200
3	8	5	convencional	0,0530	0,2100	0,0150
4	7	4	convencional	0,0840	0,3360	0,0120
5	4	5	convencional	0,0630	0,2520	0,0110
6	1	5	convencional	0,0310	0,1260	0,0100
7	6	3	chaveável	0,0000	0,0000	0,0000
8	6	9	chaveável	0,0000	99999	0,0000
9	7	3	chaveável	0,0000	99999	0,0000
10	7	9	chaveável	0,0000	0,0000	0,0000
11	8	3	chaveável	0,0000	99999	0,0000
12	8	9	chaveável	0,0000	0,0000	0,0000
13	3	9	chaveável	0,0000	0,0000	0,0000

FONTE: O Autor (2019).

O sistema considerado foi equacionado conforme (3.1 – 3.12) e solucionado através do método primal dual de pontos interiores, conforme o primeiro estágio da metodologia apresentado na seção 3.1. Os resultados são apresentados nas TABELA 1.C e 1.D.

TABELA 1.C – RESULTADOS POTÊNCIAS GERADORES CONVENCIONAIS

barra	Pg (pu)	Tensões nodais	
		magnitude	ângulo
1	1,0716	1,0500	0,0000
2	-	1,0420	-0,0361
3	-	1,0500	-0,0002
4	0,6675	1,0500	-0,0002
5	-	1,0430	-0,0388
6	-	1,0500	-0,0002
7	-	1,0500	-0,0002
8	-	1,0500	-0,0002
9	0,5125	1,0500	-0,0002

FONTE: O Autor (2019).

TABELA 1.D – RESULTADOS FLUXOS DE POTÊNCIA RAMOS CHAVEÁVEIS

ramo	de	para	t (pu)	u (pu)
7	6	3	-0,3108	0,0148
8	6	9	0	0
9	7	3	0	0
10	7	9	0,4998	0,0067
11	8	3	0	0
12	8	9	-0,2014	0,0067
13	3	9	-0,8108	0,0148

FONTE: O Autor (2019).

Uma vez determinadas as variáveis determinísticas do sistema, no segundo estágio da metodologia proposta são determinadas as variáveis fuzzy do sistema a fim de compor as variáveis incertas do sistema.

Para determinar as variáveis fuzzy do sistema considera-se a equação (3.22). Conforme o exemplo da seção 4.4 as variáveis fuzzy das potências ativas das fontes de energia eólica e solar

podem assumir valores de +/- 30 % em relação aos seus valores médios. Logo  $\Delta \overline{\mathbf{Pg}}_{eol}$  pode assumir valores de +/- 0,15 pu e  $\Delta \overline{\mathbf{Pg}}_{sol}$  pode assumir valores de +/- 0,018 pu. A inversa da matriz hessiana  $\mathbf{W}^{-1}$  obtida na solução do primeiro estágio está ilustrada na TABELA 1.E, porém devido ao tamanho a matriz foi fracionada em 4 submatrizes conforme as TABELAS 1.G – 1.J, a seguir. Cabe ressaltar que para o cálculo das variáveis fuzzy do sistema faz-se necessário utilizar apenas parte da matriz hessiana, conforme apresentado nessas tabelas. A matriz hessiana do exemplo didático contempla o tamanho 59x59.

TABELA 1.E – INVERSA DA HESSIANA

PARTE 1	PARTE 2
PARTE 3	PARTE 4

FONTE: O Autor (2019).

O termo  $\frac{\partial \rho}{\partial \overline{\mathbf{Pg}}_{eol}}$  da equação 3.22 consiste da derivada do gradiente da função Lagrangeana em relação  $\Delta \overline{\mathbf{Pg}}_{eol}$ , logo este termo será uma matriz com dimensão 59x9, sendo 59 as variáveis de interesse apresentadas na TABELAS 1.G – 1.J e 9 o número de barras do sistema e todos os elementos serão nulos com exceção do elemento localizado na linha 39, referente ao multiplicador de Lagrange  $\lambda_{p7}$  da equação de balanço de potência ativa da barra 7 e na coluna 7 referente a barra onde está conectada a fonte eólica, que terá valor igual a -1. Similar composição tem a matriz 59x9 do termo  $\frac{\partial \rho}{\partial \overline{\mathbf{Pg}}_{sol}}$  onde todos os elementos são nulos com o exceção do elemento do elemento localizado na linha 34, referente ao multiplicador de Lagrange  $\lambda_{p4}$  da equação de balanço de potência ativa da barra 2 e na coluna 2 referente a barra onde está conectada a fonte solar, que terá valor igual a -1.

Efetuando o produto de  $\mathbf{W}^{-1} - \frac{\partial \rho}{\partial \overline{\mathbf{Pg}}_{eol}}$  e  $\mathbf{W}^{-1} - \frac{\partial \rho}{\partial \overline{\mathbf{Pg}}_{sol}}$  tem-se a sensibilidade das variáveis de análise em relação a variação das potências ativas das fontes de energias eólica e solar. O produto dessas sensibilidades com as variáveis fuzzy dessas potências acrescentados ou subtraídos das variáveis determinísticas resultam-nas incertezas das variáveis de análise, conforme apresentado na TABELA 1.F.

TABELA 1.F – INCERTEZAS DAS VARIÁVEIS DE ANÁLISE

Variáveis	Variáveis Determinísticas (pu)	Sensibilidade Eólica $Sens_{Pg_{eol}}$	Sensibilidade Solar $Sens_{Pg_{sol}}$	Variáveis fuzzy (pu) $\Delta \overline{Pg}_{eol}$	Variáveis fuzzy (pu) $\Delta \overline{Pg}_{sol}$	Variáveis Incertas Incremento	Variáveis Incertas Decremento
$Pg_1$	1,0716	0,0000	-0,4322	+/-0,15	+/-0,018	1,0639	1,0794
$Pg_4$	0,6675	0,0000	0,0000	+/-0,15	+/-0,018	0,6675	0,6675
$Pg_9$	0,5125	-1,0000	-0,5857	+/-0,15	+/-0,018	0,3519	0,6730
$\dot{V}_1$	1,0500	0,0000	0,0000	+/-0,15	+/-0,018	1,0500	1,0500
$\dot{V}_2$	1,0420	0,0000	0,0198	+/-0,15	+/-0,018	1,0423	1,0416
$\dot{V}_3$	1,0500	0,0000	0,0000	+/-0,15	+/-0,018	1,0500	1,0500
$\dot{V}_4$	1,0500	0,0000	0,0000	+/-0,15	+/-0,018	1,0500	1,0500
$\dot{V}_5$	1,0403	0,0000	0,0000	+/-0,15	+/-0,018	1,0403	1,0403
$\dot{V}_6$	1,0500	0,0000	0,0000	+/-0,15	+/-0,018	1,0500	1,0500
$\dot{V}_7$	1,0500	0,0000	0,0000	+/-0,15	+/-0,018	1,0500	1,0500
$\dot{V}_8$	1,0500	0,0000	0,0000	+/-0,15	+/-0,018	1,0500	1,0500
$\dot{V}_9$	1,0500	0,0000	0,0000	+/-0,15	+/-0,018	1,0500	1,0500
$t_7$	-0,3108	0,0000	0,5837	+/-0,15	+/-0,018	-0,3003	-0,3213
$t_{10}$	0,4998	1,0000	0,0005	+/-0,15	+/-0,018	0,6498	0,3498
$t_{12}$	-0,2014	0,0000	0,0015	+/-0,15	+/-0,018	-0,2014	-0,2015
$t_{13}$	-0,8108	0,0000	0,5837	+/-0,15	+/-0,018	-0,8003	-0,8213
$u_7$	0,0148	0,0000	0,0425	+/-0,15	+/-0,018	0,0156	0,0141
$u_{10}$	0,0067	0,0000	-0,0001	+/-0,15	+/-0,018	0,0067	0,0067
$u_{12}$	0,0067	0,0000	-0,0002	+/-0,15	+/-0,018	0,0067	0,0067
$u_{13}$	0,0148	0,0000	0,0425	+/-0,15	+/-0,018	0,0156	0,0141

FONTE: O Autor (2019).

As variáveis incertas apresentadas na TABELA 1.F são determinadas pela equação A.1, considerando as variações das variáveis fuzzy das potências ativas das fontes de energias eólica e solar.

$$\text{Variáveis incertas} = \text{variáveis determinísticas} + Sens_{Pg_{eol}} * \Delta \overline{Pg}_{eol} + Sens_{Pg_{sol}} * \Delta \overline{Pg}_{sol} \quad (A.1)$$

TABELA 1.G – PARTE 1 DA INVERSA DA HESSIANA

	Pg <sub>1</sub>	Pg <sub>4</sub>	Pg <sub>9</sub>	Qg <sub>1</sub>	Qg <sub>4</sub>	Qg <sub>9</sub>	V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	V <sub>3</sub>	V <sub>4</sub>	V <sub>5</sub>	V <sub>6</sub>	V <sub>7</sub>	V <sub>8</sub>	V <sub>9</sub>	$\theta_1$	$\theta_2$	$\theta_3$	$\theta_4$	$\theta_5$	$\theta_6$	$\theta_7$	$\theta_8$	$\theta_9$	$\tau_7$	$\tau_{10}$	$\tau_{12}$	$\tau_{13}$	u <sub>7</sub>	u <sub>10</sub>	u <sub>12</sub>	u <sub>13</sub>	
Pg <sub>1</sub>	15.8	-4.0	-11.8	-3.3	0.8	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.2	-2.1	-2.1	-2.1	-2.1	-2.1	-2.1	-2.1	7.1	0.0	4.7	7.1	-1.5	0.0	-1.0	-1.5
Pg <sub>4</sub>	-4.0	12.4	-8.5	0.8	-2.9	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.2	2.3	0.0	0.0	-1.5	-0.5	0.0
Pg <sub>9</sub>	-11.8	-8.5	20.3	2.5	2.0	-4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.1	0.0	0.6	2.1	2.1	2.1	2.1	-7.1	-6.2	-7.1	-7.1	1.5	1.5	1.5	1.5
Qg <sub>1</sub>	-3.3	0.8	2.5	0.7	-0.1	-0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	0.4	0.2	0.4	0.4	0.4	0.4	-1.5	0.0	-1.0	-1.5	0.3	0.0	0.2	0.3
Qg <sub>4</sub>	0.8	-2.9	2.0	-0.1	0.7	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.5	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.4	-0.6	0.0	0.0	0.4	0.1	0.0
Qg <sub>9</sub>	2.5	2.0	-4.5	-0.6	-0.5	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.3	-0.5	0.0	-0.1	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	1.5	1.4	1.6	1.5	-0.3	-0.4	-0.4	-0.3
V <sub>1</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V <sub>2</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V <sub>3</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V <sub>4</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V <sub>5</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V <sub>6</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V <sub>7</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V <sub>8</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
V <sub>9</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
$\theta_1$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
$\theta_2$	-1.2	0.0	1.2	0.2	0.0	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	-0.6	-0.2	-0.4	-0.6	0.1	0.0	0.1	0.1
$\theta_3$	-2.1	0.0	2.1	0.4	0.0	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	-1.0	-0.3	-0.8	-1.0	0.2	0.1	0.2	0.2
$\theta_4$	-2.1	2.1	0.0	0.4	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.5	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-0.7	0.8	-0.1	-0.7	0.1	-0.2	0.0	0.1
$\theta_5$	-1.1	0.5	0.6	0.2	-0.1	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-0.5	0.1	-0.3	-0.5	0.1	0.0	0.1	0.1
$\theta_6$	-2.1	0.0	2.1	0.4	0.0	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	-1.0	-0.3	-0.8	-1.0	0.2	0.1	0.2	0.2
$\theta_7$	-2.1	0.0	2.1	0.4	0.0	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	-1.0	-0.3	-0.8	-1.0	0.2	0.1	0.2	0.2
$\theta_8$	-2.1	0.0	2.1	0.4	0.0	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	-1.0	-0.3	-0.8	-1.0	0.2	0.1	0.2	0.2
$\theta_9$	-2.1	0.0	2.1	0.4	0.0	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.2	0.1	0.3	0.3	0.3	0.3	-1.0	-0.3	-0.8	-1.0	0.2	0.1	0.2	0.2
$\tau_7$	7.1	0.0	-7.1	-1.5	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.6	-1.0	-0.7	-0.5	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	3.5	0.9	2.7	3.5	-0.7	-0.2	-0.6	-0.7
$\tau_{10}$	0.0	6.2	-6.2	0.0	-1.4	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.3	0.8	0.1	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	0.9	3.3	1.9	0.9	-0.2	-0.8	-0.4	-0.2
$\tau_{12}$	4.7	2.3	-7.1	-1.0	-0.6	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.4	-0.8	-0.1	-0.3	-0.8	-0.8	-0.8	-0.8	2.7	1.9	2.5	2.7	-0.6	-0.5	-0.5	-0.6
$\tau_{13}$	7.1	0.0	-7.1	-1.5	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	-1.0	-0.7	-0.5	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	3.5	0.9	2.7	3.5	-0.7	-0.2	-0.6	-0.7
u <sub>7</sub>	-1.5	0.0	1.5	0.3	0.0	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-0.7	-0.2	-0.6	-0.7	0.2	0.1	0.1	0.2
u <sub>10</sub>	0.0	-1.5	1.5	0.0	0.4	-0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	-0.2	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	-0.2	-0.8	-0.5	-0.2	0.1	0.2	0.1	0.1
u <sub>12</sub>	-1.0	-0.5	1.5	0.2	0.1	-0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	-0.6	-0.4	-0.5	-0.6	0.1	0.1	0.1	0.1
u <sub>13</sub>	-1.5	0.0	1.5	0.3	0.0	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	-0.7	-0.2	-0.6	-0.7	0.2	0.1	0.1	0.2

FONTE: O Autor (2019).

TABELA 1.H – PARTE 2 DA INVERSA DA HESSIANA

	$\lambda_{p1}$	$\lambda_{p2}$	$\lambda_{p3}$	$\lambda_{p4}$	$\lambda_{p5}$	$\lambda_{p6}$	$\lambda_{p7}$	$\lambda_{p8}$	$\lambda_{p9}$	$\lambda_{q1}$	$\lambda_{q2}$	$\lambda_{q3}$	$\lambda_{q4}$	$\lambda_{q5}$	$\lambda_{q6}$	$\lambda_{q7}$	$\lambda_{q8}$	$\lambda_{q9}$	teta	$\lambda_{r7}$	$\lambda_{r10}$	$\lambda_{r12}$	$\lambda_{r13}$	$\lambda_{r7}$	$\lambda_{i10}$	$\lambda_{i12}$	$\lambda_{i13}$
$pg_1$	-1.0	-0.4	0.0	0.0	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.6	0.3	-0.3	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
$pg_4$	0.0	0.0	0.0	-1.0	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-0.5	-0.1	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0
$pg_9$	0.0	-0.6	-1.0	0.0	-0.3	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.2	0.4	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
$Qg_1$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	-0.4	0.0	0.0	-0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.3	1.1	-1.1	-1.1	0.0	0.0	0.0	0.0
$Qg_4$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	-2.1	-0.3	1.6	0.0	0.1	0.0	0.0
$Qg_9$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.6	-1.0	0.0	-0.3	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	0.0	1.4	1.0	1.4	-0.5	0.0	-0.1	0.0	0.0
$V_1$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
$V_2$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	-0.1	-0.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0
$V_3$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.2	-0.2	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0
$V_4$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
$V_5$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	-0.1	0.2	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0
$V_6$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	-0.2	-0.2	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0
$V_7$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	0.8	-0.2	-0.4	0.0	0.0	0.0	0.0
$V_8$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.2	0.8	-0.4	0.0	0.0	0.0	0.0
$V_9$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.2	-0.2	-0.4	0.0	0.0	0.0	0.0
$\theta_1$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
$\theta_2$	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	-0.1	-0.2	0.3
$\theta_3$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.5	-0.1	-0.4	0.5
$\theta_4$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.3	0.4	-0.1	-0.3
$\theta_5$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	0.1	0.2	-0.2
$\theta_6$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	-0.1	-0.4	0.5
$\theta_7$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.5	0.9	-0.4	-0.5
$\theta_8$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.5	-0.1	0.6	-0.5
$\theta_9$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.5	-0.1	-0.4	-0.5
$t_7$	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.8	0.2	0.2	-0.6	-1.7	0.5	1.3	-1.7
$t_{10}$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	-0.6	0.1	0.3	0.4	-1.4	0.9	0.4
$t_{12}$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	-0.8	0.4	1.3	0.9	-2.2	1.3
$t_{13}$	0.0	0.6	1.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.8	0.2	0.2	-0.6	-1.7	0.5	1.3	-1.7
$u_7$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.6	0.7	0.7	-2.0	0.4	-0.1	-0.3	0.4
$u_{10}$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.6	-2.3	0.6	1.2	-0.1	0.3	-0.2	-0.1
$u_{12}$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.7	0.7	-2.7	1.3	-0.3	-0.2	0.5	-0.3
$u_{13}$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	1.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-2.6	0.7	0.7	-2.0	0.4	-0.1	-0.3	0.4

FONTE: O Autor (2019).



TABELA 1.1 – PARTE 3 DA INVERSA DA HESSIANA

	Pg <sub>1</sub>	Pg <sub>4</sub>	Pg <sub>9</sub>	Qg <sub>1</sub>	Qg <sub>4</sub>	Qg <sub>9</sub>	V <sub>1</sub>	V <sub>2</sub>	V <sub>3</sub>	V <sub>4</sub>	V <sub>5</sub>	V <sub>6</sub>	V <sub>7</sub>	V <sub>8</sub>	V <sub>9</sub>	θ <sub>1</sub>	θ <sub>2</sub>	θ <sub>3</sub>	θ <sub>4</sub>	θ <sub>5</sub>	θ <sub>6</sub>	θ <sub>7</sub>	θ <sub>8</sub>	θ <sub>9</sub>	τ <sub>7</sub>	τ <sub>10</sub>	τ <sub>12</sub>	τ <sub>13</sub>	u <sub>7</sub>	u <sub>10</sub>	u <sub>12</sub>	u <sub>13</sub>			
λ <sub>p1</sub>	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0			
λ <sub>p2</sub>	-0.4	0.0	-0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0		
λ <sub>p3</sub>	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
λ <sub>p4</sub>	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
λ <sub>p5</sub>	-0.5	-0.2	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
λ <sub>p6</sub>	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
λ <sub>p7</sub>	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
λ <sub>p8</sub>	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
λ <sub>p9</sub>	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
λ <sub>q1</sub>	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
λ <sub>q2</sub>	0.0	0.0	0.0	-0.4	0.0	-0.6	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.6	0.0
λ <sub>q3</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
λ <sub>q4</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
λ <sub>q5</sub>	0.0	0.0	0.0	-0.5	-0.2	-0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0
λ <sub>q6</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	1.0	
λ <sub>q7</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0
λ <sub>q8</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0
λ <sub>q9</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
teta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
λ <sub>r7</sub>	-0.6	0.2	0.4	-2.3	0.8	1.4	0.0	0.5	-0.2	0.0	-0.1	0.8	-0.2	0.8	-0.2	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.8	0.1	0.2	-0.8	-2.6	0.6	0.7	-2.6	0.7	-2.6
λ <sub>r10</sub>	0.3	-0.5	0.2	1.1	-2.1	1.0	0.0	-0.1	-0.2	0.0	-0.1	-0.2	0.8	-0.2	-0.2	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	-0.6	0.2	0.2	0.7	-2.3	0.6	0.7	0.7	0.7
λ <sub>r12</sub>	-0.3	-0.1	0.4	-1.1	-0.3	1.4	0.0	-0.1	-0.2	0.0	0.2	-0.2	0.8	-0.2	0.8	-0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.1	-0.8	0.2	0.7	0.6	-2.7	0.6	0.7	0.7
λ <sub>r13</sub>	-0.3	0.4	-0.1	-1.1	1.6	-0.5	0.0	0.3	0.6	0.0	-0.1	0.6	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.6	0.3	0.4	-0.6	-2.0	1.2	1.3	-2.0	1.3	-2.0
λ <sub>i7</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	-0.5	-0.2	0.5	-0.5	-0.5	-0.5	0.0	-0.6	0.3	0.4	-1.7	0.4	-0.1	-0.3	0.4	0.4	
λ <sub>i10</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.1	0.4	0.1	-0.1	0.9	-0.1	-0.1	0.5	-1.4	0.4	0.9	0.5	-0.1	0.3	-0.2	-0.3	-0.1	-0.1
λ <sub>i12</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-0.2	-0.4	0.2	-0.4	-0.4	-0.4	0.6	-0.4	1.3	0.9	-2.2	1.3	-0.3	-0.2	0.5	-0.3	-0.3	-0.3
λ <sub>i13</sub>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.5	-0.3	0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-1.7	0.4	1.3	-1.7	0.4	-0.1	-0.3	-0.3	0.4	0.4

FONTE: O Autor (2019).



## APÊNDICE 2 – MAGNITUDES NODAIS SISTEMAS TESTE I e II

TABELA 2.A – VARIACOES MAGNITUDES DAS TENSOES (PU) – SISTEMA TESTE I

[illegible]



TABELA 2.A – VARIAÇÕES MAGNITUDES DAS TENSÕES (PU) – SISTEMA TESTE I (CONTINUAÇÃO)

Barra		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
31. João Câmara 69 kV	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	- 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
32. Morro dos Ventos 69 kV	Orig.	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
	+ 30%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
	- 30%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
33. Modelo 69 kV	Orig.	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
	+ 30%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
	- 30%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
34. Santa Clara 69 kV	Orig.	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
	+ 30%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
	- 30%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
35. Extremoz 230 kV	Orig.	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,00	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	0,99	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
	- 30%	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
36. Natal 3 230 kV	Orig.	1,03	1,03	1,02	1,02	1,03	1,03	1,00	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	0,99	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03
	- 30%	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,02	1,04	1,02	1,02	1,02	1,02
37. Extremoz 69 kV	Orig.	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97
	+ 30%	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
	- 30%	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
38. Rio do Fogo 69 kV	Orig.	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97
	+ 30%	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98
	- 30%	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
39. Natal 2 230 kV	Orig.	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,00	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	0,99	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
	- 30%	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,03	1,02	1,04	1,02	1,02	1,02	1,02
40. Natal 3 69 kV	Orig.	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
	+ 30%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
	- 30%	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
41. Campina Grande 230 kV	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,01	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04
	+ 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,01	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04
	- 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,04	1,03	1,05	1,03	1,03	1,03	1,03
42. Campina Grande 500 kV	Orig.	0,98	0,98	0,97	0,98	0,98	0,98	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	1,00	1,00	1,00	1,00	1,01	1,01	0,99
	+ 30%	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,94	0,97	0,98	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02	1,03	1,02	1,01	1,02	1,01	1,01	1,01	1,01	1,00
	- 30%	0,99	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,98	0,97	0,98	0,98	0,99	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
43. Garanhuns 500 kV	Orig.	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,93	0,93	0,93	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,96	0,96	0,95	0,95	0,96	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
	+ 30%	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,93	0,93	0,93	0,94	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95
	- 30%	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,93	0,93	0,93	0,94	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,94
44. Campina Grande 230 kV	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,05	1,05	1,04	1,05	1,05	1,04	1,01	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
	- 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,03	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,03	1,04
45. Campina Grande 230 kV	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,02	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,01	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,06	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05
	- 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,05	1,04	1,03	1,03	1,03

TABELA 2.A – VARIAÇÕES MAGNITUDES DAS TENSÕES (PU) – SISTEMA TESTE I (CONTINUAÇÃO)

[illegible]

TABELA 2.A – VARIAÇÕES MAGNITUDES DAS TENSÕES (PU) – SISTEMA TESTE I (CONTINUAÇÃO)

Barra	00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
61. Paulo Afonso 500 kV	Orig.	0.95	0.94	0.93	0.93	0.92	0.92	0.92	0.94	0.95	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.97	0.97	0.96
	+ 30%	0.95	0.94	0.93	0.93	0.92	0.92	0.92	0.94	0.95	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.97	0.97	0.96
	- 30%	0.95	0.94	0.93	0.93	0.93	0.92	0.92	0.94	0.95	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96	0.97	0.97	0.96
62. Paulo Afonso 1 230 kV	Orig.	0.96	0.95	0.95	0.94	0.94	0.93	0.93	0.95	0.96	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.98	0.97
	+ 30%	0.96	0.95	0.95	0.94	0.94	0.93	0.93	0.95	0.96	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.98	0.97
	- 30%	0.96	0.95	0.95	0.94	0.94	0.93	0.93	0.95	0.96	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.98	0.97
63. Paulo Afonso 2 230 kV	Orig.	0.96	0.95	0.95	0.94	0.94	0.93	0.93	0.95	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.98	0.97	0.97	0.98	0.98	0.97	0.98	0.98	0.97
	+ 30%	0.96	0.95	0.95	0.94	0.94	0.93	0.93	0.95	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.98	0.97	0.97	0.98	0.98	0.97	0.98	0.98	0.97
	- 30%	0.96	0.95	0.95	0.94	0.94	0.93	0.93	0.95	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.98	0.97	0.97	0.98	0.98	0.97	0.98	0.98	0.97
64. Paulo Afonso 13,8 kV	Orig.	0.93	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.91	0.94	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.94	0.94	0.94	0.95	0.96	0.95	0.96	0.97	0.95
	+ 30%	0.93	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.91	0.93	0.94	0.94	0.94	0.94	0.95	0.94	0.93	0.93	0.93	0.95	0.95	0.95	0.96	0.95
	- 30%	0.93	0.91	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.91	0.93	0.94	0.94	0.94	0.94	0.95	0.94	0.93	0.93	0.93	0.95	0.95	0.95	0.96	0.95
65. Angelim 2 500 kV	Orig.	0.93	0.93	0.93	0.93	0.92	0.92	0.92	0.93	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.96	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.94
	+ 30%	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.92	0.92	0.93	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.96	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.94
	- 30%	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.92	0.92	0.93	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.96	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.94
66. Xingó 500 kV	Orig.	0.97	0.96	0.96	0.95	0.95	0.93	0.92	0.93	0.96	0.98	0.99	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
	+ 30%	0.97	0.96	0.96	0.95	0.95	0.93	0.92	0.93	0.96	0.98	0.99	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
	- 30%	0.97	0.96	0.96	0.95	0.95	0.93	0.92	0.93	0.96	0.98	0.99	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99
67. Xingó 13,8 kV	Orig.	1.00	0.99	0.98	0.95	0.95	0.92	0.90	0.92	1.00	1.01	1.01	1.00	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01
	+ 30%	0.99	0.97	0.97	0.94	0.94	0.90	0.90	0.91	0.96	0.99	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	1.01	1.01	1.01	1.03	1.03	1.01
	- 30%	1.01	1.00	0.99	0.96	0.96	0.94	0.90	0.92	0.98	1.00	1.01	1.02	1.01	1.02	1.02	1.01	1.01	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02
68. Messias 500 kV	Orig.	1.00	0.99	0.99	0.97	0.97	0.96	0.95	0.96	0.99	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.01	1.02	1.02	1.01
	+ 30%	1.00	0.99	0.98	0.97	0.97	0.95	0.95	0.95	0.98	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.01	1.02	1.02	1.01
	- 30%	1.01	1.00	0.99	0.98	0.98	0.97	0.95	0.96	0.99	1.01	1.01	1.02	1.01	1.02	1.02	1.01	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
69. Jardim 500 kV	Orig.	0.98	0.97	0.96	0.95	0.95	0.93	0.93	0.96	0.98	0.98	0.99	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	0.99
	+ 30%	0.97	0.96	0.96	0.95	0.95	0.93	0.93	0.96	0.98	0.98	0.99	0.98	0.99	0.99	0.99	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	0.99
	- 30%	0.98	0.97	0.97	0.95	0.95	0.94	0.93	0.96	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	1.00	0.99
70. Angelim 230 kV	Orig.	0.95	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.96	0.96	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.94	0.95	0.95
	+ 30%	0.95	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.96	0.96	0.96	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
	- 30%	0.95	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.96	0.96	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.94	0.94	0.94
71. Recife 500 kV	Orig.	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
	+ 30%	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.91	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92	0.91	0.91	0.91	0.91
	- 30%	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
72. Pau de Ferro 500 kV	Orig.	0.92	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.92	0.93	0.93	0.93	0.92	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.92	0.93	0.92	0.92	0.92	0.92
	+ 30%	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.92	0.93	0.93	0.93	0.92	0.93	0.94	0.94	0.94	0.94	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.92
	- 30%	0.92	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91	0.92	0.93	0.93	0.93	0.92	0.93	0.94	0.94	0.94	0.94	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.92
73. Milagres 2 500 kV	Orig.	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
	+ 30%	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
	- 30%	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
74. Açú 500 kV	Orig.	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	+ 30%	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	- 30%	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
75. Milagres 500 kV	Orig.	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.97	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.97
	+ 30%	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.97	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.97
	- 30%	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98	0.97	0.98	0.98	0.98	0.97	0.97	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.97

TABELA 2.A – VARIAÇÕES MAGNITUDES DAS TENSÕES (PU) – SISTEMA TESTE I (CONTINUAÇÃO)

[illegible]



TABELA 2.A – VARIACÕES MAGNITUDES DAS TENSÕES (PU) – SISTEMA TESTE I (CONTINUAÇÃO)

Barra		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
91. Fortaleza 69 kV	Orig.	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97
	+ 30%	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
	- 30%	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97
92. UTE Maracaná 13,8 kV	Orig.	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97
	+ 30%	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97
	- 30%	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95	0,96	0,97	0,96	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,97
93. João Câmara II 230 kV (NSE)	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,02	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	- 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,02	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
94. João Câmara II 230 kV (NSE)	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,00	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,03	1,03	1,03	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,00	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,03	1,03	1,03	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	- 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
97. João Câmara II 230 kV (NSE)	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06	1,06	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,00	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	- 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,06	1,06	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
98. João Câmara II 230 kV (NSE)	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,00	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,00	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	- 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,03	1,03	1,06	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
99. Sobradinho 230 kV (NSE)	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
	- 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
100. Sobradinho 230 kV (NSE)	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	- 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
101. Sobradinho 230 kV (NSE)	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
	- 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
102. Sobradinho 230 kV (NSE)	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
	- 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
103. Sobradinho 230 kV (NSE)	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
	- 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
104. Sobradinho 230 kV (NSE)	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
	- 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
105. Sobradinho 230 kV (NSE)	Orig.	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03
	- 30%	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04





TABELA 2.A – VARIAÇÕES MAGNITUDES DAS TENSÕES (PU) – SISTEMA TESTE I (CONTINUAÇÃO)

Barra		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
136. João Câmara III 138 kV B1 (NSE)	Orig.	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03
	- 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
137. João Câmara III 138 kV B1 (NSE)	Orig.	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03
	- 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
138. João Câmara III 138 kV B1 (NSE)	Orig.	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03
	- 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
139. João Câmara III 138 kV B1 (NSE)	Orig.	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
	+ 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,05	1,05	1,05	1,05	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03
	- 30%	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03

Orig. considera os valores médios das potências ativas das fontes de energia eólica e solar. +30% considera o incremento de 30% nos valores médios das potências ativas das fontes de energia eólica e solar, enquanto -30% considera o decréscimo de 30% dessas potências. A energia solar incide apenas no período compreendido entre 6h – 18h.

FONTE: O Autor (2019).

TABELA 2.B – VARIAÇÕES MAGNITUDES DAS TENSÕES (PU) – SISTEMA TESTE II

Barra		00	01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1. Nova Olinda 500 kV	Orig.	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
	+ 30%	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.03	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
	- 30%	1.02	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
2. Nova Olinda 1 34,5 kV	Orig.	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02
	+ 30%	1.02	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.00	1.00	1.01	1.00	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
	- 30%	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
3. Nova Olinda 2 34,5 kV	Orig.	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02
	+ 30%	1.02	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02
	- 30%	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02
4. Nova Olinda 1 34,5 kV	Orig.	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02
	+ 30%	1.02	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02
	- 30%	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02
5. Nova Olinda 2 34,5 kV	Orig.	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02
	+ 30%	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02
	- 30%	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02
6. São João do Piauí 500 kV	Orig.	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02
	+ 30%	1.02	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.02
	- 30%	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.03	1.02	1.02	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
7. São João do Piauí 1 500 kV	Orig.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	+ 30%	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
	- 30%	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
8. São João do Piauí 2 500 kV	Orig.	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	+ 30%	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	- 30%	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
9. Sobradinho 500 kV	Orig.	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.98	0.98	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.96	0.96	0.97	0.97
	+ 30%	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.98	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.96	0.96	0.97	0.97
	- 30%	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.98	0.98	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
10. Sobradinho 1 13,8 kV	Orig.	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	+ 30%	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	- 30%	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
11. Sobradinho 2 13,8 kV	Orig.	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	+ 30%	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	- 30%	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
12. Sobradinho 230 kV	Orig.	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
	+ 30%	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
	- 30%	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
13. Luiz Gonzaga 500 kV	Orig.	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	+ 30%	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
	- 30%	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05	1.05
14. Juazeiro 500 kV	Orig.	0.97	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.98	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.96	0.96	0.97	0.97	0.96	0.96	0.97	0.96	0.96	0.97
	+ 30%	0.97	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.98	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.96	0.96	0.97	0.97	0.96	0.96	0.97	0.96	0.96	0.97
	- 30%	0.98	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.98	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97	0.96	0.97	0.97	0.96	0.96	0.97	0.96	0.96	0.97
15. Juazeiro 3 230 kV	Orig.	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
	+ 30%	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
	- 30%	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04



TABELA 2.B – VARIAÇÕES MAGNITUDES DAS TENSÕES (PU) – SISTEMA TESTE II (CONTINUAÇÃO)

[illegible]

